

3. Використання інформації про струми нульової послідовності дає змогу оцінити нерівномірність розподілу струмів по жилах кабелів і на основі цієї інформації прогнозувати нагрівання жил, а відповідно і ймовірність виходу з ладу внаслідок перегрівання.

1. *Ограничение перенапряжений. Режимы заземления нейтрали. Электрооборудование сетей 6–35 кВ // Тр. Четвертой всероссийской науч.-техн. конф. – Новосибирск, 2006. – 216 с.*
2. *Ravlyk A., Gretchyn T. Digital complex for modelling of transient processes in electric circuit // III Symp. Proc. “Metody matematyczne w elektroenergetyce”. – Zakopane, 1993. – P. 17–20.* 3. Кідиба В.П., Шелепєть Т.М. *Захист ліній електропередавання: Навч. посібник – Львів: Вид-во Нац. ун-ту “Львівська політехніка”, 2004. – 184 с.* 4. *Мікропроцесорна інформаційно-діагностувальна система “Альтра” для селективного визначення присідання з уземленою фазою / М.В. Базилевич, Р.С. Божик, В.П. Кідиба та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2003. – № 12. – С. 42–49.*

УДК 621.311

П.М. Баран, В.П. Кідиба, О.М. Равлик
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра ЕСМ

ВИЗНАЧЕННЯ ВИДУ ТА МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ НА ЛІНІЯХ З ВІДГАЛУЖЕННЯМИ

О Баран П.М., Кідиба В.П., Равлик О.М., 2008

Розроблено алгоритм визначення виду та віддалі до місця пошкодження в лініях електропередавання з одним відгалуженням за умови недостатньої вхідної інформації .

The algorithm was developed for definition of the character of fault and distance to the fault place in energy transmission lines with single branch under condition of lack of input information.

Постановка проблеми. Згідно з статистичними даними більшість аварій, які виникають в електроенергетичних системах, припадає на лінії електропередавання (ЛЕП). Тому питанням визначення виду пошкодження та віддалі до місця його виникнення приділяється багато уваги.

Ця задача є актуальною, оскільки точне визначення віддалі до місця пошкодження істотно зменшує час ліквідації причин його виникнення на ЛЕП. Особливо це стосується довгих ЛЕП (кілька сотень кілометрів), які проходять через гористу місцевість.

Аналіз останніх досліджень. Цій проблемі присвячено значну кількість публікацій в фахових журналах [1, 2], проведення науково-технічних конференцій. Пропонуються сучасні алгоритми визначення місця пошкодження [3]. Останнім часом кількість впроваджень таких складних алгоритмів зросла за рахунок впровадження в експлуатацію реєструючих пристроїв, виконаних на цифровому принципі.

На ЛЕП в мережах з ефективно заземленими нейтраліями виникають трифазні, двофазні та однофазні короткі замикання (к.з.). Найбільша кількість пошкоджень на ЛЕП припадає на однофазні к.з. – до 85 %. Визначення відстані до місця пошкодження під час виникнення двофазних та особливо трифазних к.з. ніяких труднощів не становить. Істотні труднощі виникають з визначення місця пошкодження під час однофазних к.з.

Для ЛЕП без відгалужень проблема визначення місця пошкодження під час будь-яких к.з., зокрема однофазних, є практично вирішеною. Наявність відгалужень на ЛЕП, а таких ЛЕП

напругою 110 кВ та вище є близько 40 % від загальної кількості, істотно ускладнює завдання визначення місця пошкодження.

Завдання ще більше ускладнюється для ЛЕП з відгалуженнями та з можливим живленням з різних сторін. Для таких ліній практично ні один пристрій, який експлуатується в енергосистемах і до якого підводиться інформація про координати аварійного режиму з одного кінця лінії, не може з достатньою точністю визначити віддаль до місця пошкодження.

Постановка задачі. Розробка підходу для визначення виду к.з та розрахунок відстані до місця пошкодження на ЛЕП в електричній мережі з ефективно заземленими нейтраллями з одним відгалуженням на основі аналізу оберненої послідовності координат аварійного режиму за умов недостатньої інформації.

Порівняно з існуючими алгоритмами, які ґрунтуються на аналізі складових струмів і напруг нульової послідовності та фазних координат, запропонований підхід має такі переваги:

- не потрібно здійснювати розрахунок всієї електрично зв'язаної мережі, як це існує під час розрахунку з врахуванням струму нульової послідовності;
- не потрібно враховувати координати доаварійного режиму, оскільки вони не містять складових оберненої послідовності;
- не потрібно враховувати вплив близьких ліній, тому що система симетричних складових струмів та напруг оберненої послідовності є симетрично зрівноваженою (особливо це актуально для двоколових ліній);
- не потрібно враховувати перехідний опір дуги, яка здебільшого виникає в місці замикання.

Виклад основного матеріалу. Під час виникнення на лінях коротких замикань важливе значення має визначення виду пошкодження та які з фаз були пошкоджені. Пошкоджену фазу можна визначити за допомогою спеціальних вибірних органів (селекторів).

На практиці застосовують струмові селектори або селектори, виконані на основі дистанційних органів. Найпростіший селектор – це селектор, виконаний на основі максимальних струмових органів. Але селектори, які реагують на струм, на лінях з двостороннім живленням зазвичай виявляються непридатними. На вказаних лінях можна застосовувати фільтрові, комбіновані фільтрові і дистанційні селектори. Фільтрові і комбіновані фільтрові селектори забезпечують високу чутливість і швидкодію, але можуть неправильно діяти в неповнофазних режимах, що зумовлює необхідність ускладнення їх спеціальними блокуваннями. Тому оптимальним є застосування селекторів, сформованих на дистанційному принципі.

Обчислення еквівалентного комплексного опору на основі значень координат режиму – фазних струмів та напруг здійснюється за виразом

$$\underline{z} = \frac{\underline{U}_\phi}{\underline{I}_\phi} \quad (1)$$

За такою формулою доволі важко виконати розрахунок комплексного значення опору. Тому розраховують так.

Значення активних та реактивних еквівалентних опорів визначають на основі співвідношень активної та реактивної потужностей

$$\begin{aligned} P_i &= I_i^2 \cdot R_i, \\ Q_i &= I_i^2 \cdot X_i, \end{aligned} \quad (2)$$

де I_i – діюче значення струму, отримане на основі синусних та косинусних складових, отриманих за виразами (3); R_i , X_i – еквівалентні активні та реактивні опори.

Робочі формули розрахунку синусних F_{is} та косинусних F_{ic} складових струмів (напруг), отриманих на основі перетворення Фур'є мають відомий вигляд

$$F_{is} = -\frac{2}{T} \sum_{k=1}^N (f_i(k) \sin((k-1) \frac{2\pi}{N}) + f_i(k+1) \sin(k \frac{2\pi}{N})) / 2 \cdot h, \quad (3)$$

$$F_{ic} = \frac{2}{T} \sum_{k=1}^N (f_i(k) \cos((k-1) \frac{2\pi}{N}) + f_i(k+1) \cos(k \frac{2\pi}{N})) / 2 \cdot h,$$

де $f_i(k), f_i(k+1)$ – значення координат режиму для кожної фази (струмів, напруг) для k та $k+1$ точок дискретизації, де $i=A,B,C$; h – крок дискретизації за часом; N – кількість точок дискретизації на період промислової частоти;

Виразивши значення активної та реактивної потужностей через синусні та косинусні складові напруг та струмів, отримуємо формули для розрахунку еквівалентних активних та реактивних опорів

$$R_i = \frac{U_{iC} \cdot I_{iC} + U_{iS} \cdot I_{iS}}{I_{iC}^2 + I_{iS}^2}, \quad (4)$$

$$X_i = \frac{U_{iS} \cdot I_{iC} - U_{iC} \cdot I_{iS}}{I_{iC}^2 + I_{iS}^2},$$

де $U_{iS}, U_{iC}, I_{iS}, I_{iC}$ – синусні та косинусні складові фазних напруг та струмів відповідно, $i = A, B, C$.

Однофазні к.з. зазвичай супроводжуються перехідним активним опором (дугою) у місці замикання. Тому визначення виду пошкодження потрібно здійснювати за реактивною складовою еквівалентного опору. Врахування активної складової спотворює результати розрахунку. На основі координат режиму про аварію, які записуються цифровим реєстратором, встановленим на лінії, для кожної фази за виразом (4) обчислюються значення реактивних складових еквівалентних фазних опорів під час аварії та порівнюються зі значенням реактивної складової опору лінії. Якщо значення еквівалентного реактивного опору, обчисленого за виразом (4), є меншим від значення реактивної складової опору лінії, значить ця фаза пошкоджена. Порівняння здійснюється для всіх трьох фаз лінії і на основі цього робиться висновок про вид пошкодження – однофазне, двофазне, трифазне. Для однофазного та двофазного к.з. визначаються пошкоджені фази.

У разі, якщо виникло однофазне к.з., за запропонованим алгоритмом здійснюється розрахунок до місця пошкодження.

Виведемо робочі формули для визначення відстані до місця пошкодження під час однофазного к.з. для мережі, структурна схема якої показана на рис. 1.

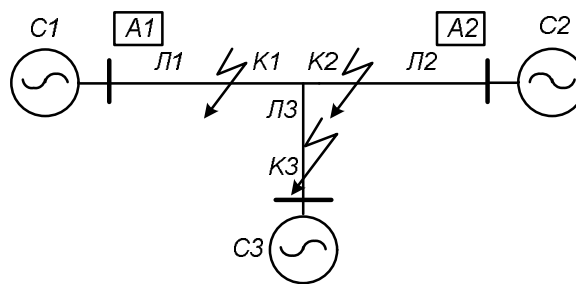


Рис. 1. Структурна схема мережі

Для структурної схеми мережі (рис. 1) під час однофазного к.з. на землю на лінії $L1$ розрахункова схема оберненої послідовності має вигляд (рис. 2), де $\mathcal{U}_{K1}, \mathcal{U}_{K2}$ – напруги оберненої послідовності на початках ліній $L1, L2$ відповідно під час пошкодження; $\mathcal{I}_{C1}, \mathcal{I}_{K3}, \mathcal{I}_X, \mathcal{I}_{C2}, \mathcal{I}_{C3}$ – струми обернених послідовностей в лініях $L1, L2, L3$ відповідно під час пошкодження; Z_{L1}, Z_{L2}, Z_{L3} – параметри ліній $L1, L2, L3$ відповідно; Z_{C3} – еквівалентний параметр системи 3, де відсутній реєстратор; $Z_{к.з.}$ – параметри відрізка лінії $L1$ від системи $C1$ до місця пошкодження.

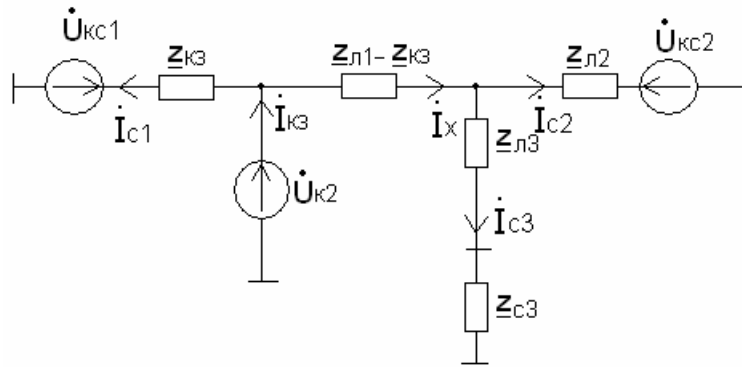


Рис. 2. Розрахункова схема мережі для оберненої послідовності під час к.з. на лінії Л1

Для розрахункової схеми (рис. 2) записуємо систему рівнянь стану для усталеного режиму однофазного к.з. Рівняння записуються для оберненої послідовності. Розв'язуємо цю систему рівнянь відносно $z_{к.з.}$, тобто повного опору від шин підстанцій до місця к.з. на лінії. Враховуємо, що інформація про струм третьої лінії I_{C3} відсутня. У результаті отримуємо

$$z_{к.з.} = \frac{-U_{C1} + U_{C2} + I_{C2} \cdot Z_{Л2} + I_{C2} \cdot Z_{Л1} - \frac{U_{C2} + I_{C2} \cdot Z_{Л2}}{Z_{Л3} + Z_{C3}} \cdot Z_{Л1}}{I_{C1} + I_{C2} + \frac{U_{C2} + I_{C2} \cdot Z_{Л2}}{Z_{Л3} + Z_{C3}}} \quad (5)$$

Вихідною інформацією для визначення відстані до місця к.з. є координати усталеного режиму к.з. (обернена послідовність цих координат) – напруги на двох кінцях лінії та струми в цих лініях, а також значення повних опорів ліній та системи, де відсутній фіксуєчий пристрій.

На основі цієї інформації за формулою (5) виконують розрахунок повних опорів від шин підстанцій до місця пошкодження на лінії Л1.

Аналогічно виведений вираз для розрахунку відстані до місця пошкодження під час однофазного к.з. на лінії Л2.

$$z_{к.з.} = \frac{U_{C1} - U_{C2} + I_{C1} \cdot Z_{Л1} + I_{C1} \cdot Z_{Л2} + \frac{U_{C1} + I_{C1} \cdot Z_{Л1}}{Z_{Л3} + Z_{C3}} \cdot Z_{Л2}}{I_{C1} + I_{C2} + \frac{U_{C1} + I_{C1} \cdot Z_{Л1}}{Z_{Л3} + Z_{C3}}} \quad (6)$$

На основі значення реактивної складової повного опору знаходимо відстань до місця пошкодження

$$l_{к.з.} = \frac{x_{к.з.}}{x_0},$$

де x_0 – питомий опір реактивної складової повного опору лінії.

У разі виконання лінії у вигляді ділянок з різними марками проводів (рис. 3) розрахунок відстані до місця к.з. визначається за таким виразом:

$$x_{к.з.} = \sum_{i=1}^{n-1} x_{л_i}^i + \Delta x_n = \sum_{i=1}^{n-1} l_i \cdot x_{0i} + \Delta l_n \cdot \Delta x_{n(0)}; \quad l_{к.з.} = \sum_{i=1}^{n-1} l_i + \Delta l_n,$$

де l_i – довжини ділянок лінії, виконані різними типами проводів; l_n – частина довжини останньої n-ї ділянки лінії, на якій відбулось к.з.

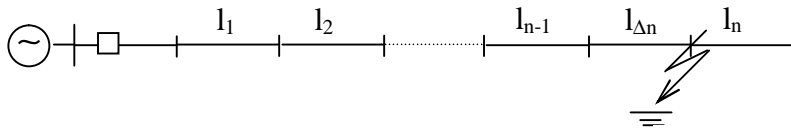


Рис. 3. Заступна схема лінії, виконаної ділянками з різних проводів

Для перевірки запропонованого алгоритму було здійснено розрахунки. За основу була розглянута реальна мережа 220 кВ Мукачєво–Стрий з відгалуженням на Воловець. Згідно з рис. 1 довжина лінії $L1$ становить 60,9 км, лінії $L2$ – 84,4 км, лінії $L3$ – 9,8 км. Для розрахунку режимів однофазного к.з. використаний цифровий комплекс RE [3]. Схема для розрахунку режимів під час однофазних металічних к.з. показана на рис. 4. Опором землі під час розрахунку нехтуємо.

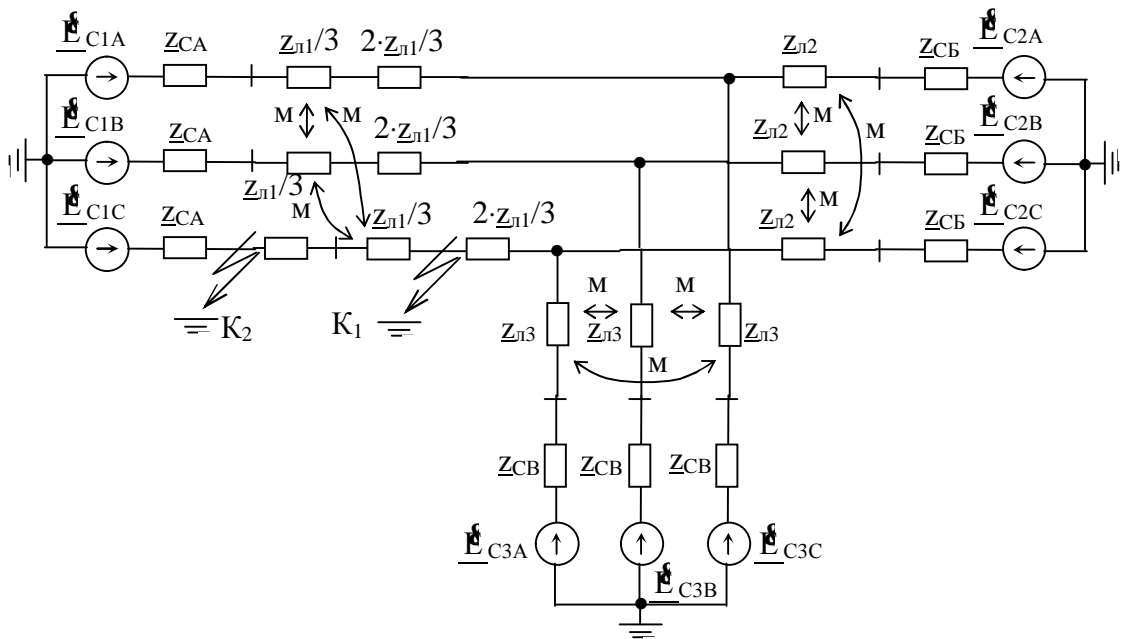


Рис. 4. Схема для розрахунку режимів однофазних к.з.

На основі наведеної розрахункової схеми було здійснено розрахунки режимів під час однофазного к.з. на лінії $L-1$ (точка K_1) на відстані $1/3$ від загальної довжини лінії $l = 60,9$ км, що відповідає довжині 20,3 км).

Обчислена за виразом (5) віддаль до місця пошкодження становила 20,247 км, похибка становила 0,26 %. Під час цього ж пошкодження віддаль до місця пошкодження від підстанції, від якої живиться лінія $L2$, визначена за виразом (6), становила 117,509 км, похибка становила 5,993 %.

Був виконаний експеримент однофазного к.з. на землю на лінії $L2$ (на відстані $1/3$ загальної довжини лінії від початку лінії). Обчислена за виразом (6) віддаль до місця пошкодження становила 28,135 км, похибка становила 0,007 %. Під час цього ж пошкодження віддаль до місця пошкодження від підстанції, від якої живиться лінія $L1$, визначена за виразом (5), становила 103,768 км, похибка становила 11,436 %.

Під час замикання на лінії $L3$ (на відстані $1/3$ від загальної довжини лінії від початку лінії) обчислення дали такий результат: за виразом (5) – 60,898 км, що практично відповідає довжині лінії $L1$ (з похибкою 0,004 %), за виразом (6) – 84,402 км, що практично відповідає довжині лінії $L2$ (з похибкою 0,003 %). Отже, розрахунки показали точну відстань до місця приєднання лінії $L3$. Значить, коли розрахунки, здійснені за виразами (5) та (6), фіксують повні довжини ліній, це значить, що пошкодження виникло на відгалуженні, але відстань до місця пошкодження не фіксується.

Висновки: 1. Запропонований алгоритм визначення виду пошкодження та пошкоджених фаз під час пошкодження на лінії з відгалуженням.

2. На основі алгоритму визначається лінія, на якій відбулося пошкодження та однозначно визначається вид короткого замикання на ній.

2. Селективно визначається місце пошкодження на ділянках лінії з відгалуженням, де встановлені цифрові реєстратори.

4. У разі пошкодження на відгалуженні, де відсутня інформація про координати аварійного режиму, точного місця пошкодження визначити не вдалося, можна зробити лише висновок, що пошкодження виникло саме на цій ділянці.

1. Попов М.Г. *Определение мест коротких замыканий на высоковольтных линиях передач // Энергетика.* – 2004. – № 2. 2. Арцушевский Я.Л. *Определение мест повреждения в сетях с заземленной нейтралью.* – М.: Высш. шк., 1998. – 94 с. 3. Баран П.М., Кідиба В.П., Равлик О.М., Чорний Н.І. *Визначення місця пошкодження на лініях з відгалуженнями // Вісн. Нац. ун-ту “Львівська політехніка”.* – 2006. – № 563. – С. 10–13. 4. Равлик О.М., Гречин Т.М., Лисяк Г.М. *Програмний комплекс для дослідження електротехнічних систем // Тез. доп. наук.-техн. конф. Математичне моделювання в електротехніці та електроенергетиці.* – Львів, 1995. – 79 с.

УДК 621.311.4

З.М. Бахор

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра ЕСМ

КЛАСИФІКАЦІЯ ТЕХНІЧНИХ СТАНІВ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Ї Бахор З.М., 2008

Запропоновано класифікацію технічних станів трансформаторів електричних мереж за результатами поточного експлуатаційного контролю, що є одним з перших етапів розв’язання задач розпізнавання режимів та оперативного керування трансформаторами.

The classification of technical condition of transformers of electrical networks is offered to be carried out by results of the current control. It is one of the first stages for the decision of tasks of recognition of modes and operative management of transformers.

Постановка проблеми. Під час оперативного керування режимами трансформаторів підстанцій необхідно приймати рішення стосовно допустимості чи недопустимості поточних і запланованих режимів трансформаторів. Щоб прийняти коректне рішення стосовно режиму трансформатора, необхідно знати його технічний стан на момент прийняття рішення, а точніше, за результатами поточного контролю трансформатора, розпізнати, у якому технічному стані він перебуває. Для цього необхідно технічні стани трансформаторів підстанцій згрупувати в окремі множини – класи, враховуючи задачі оперативного керування режимами трансформаторів підстанцій електричних мереж.

Аналіз результатів останніх досліджень. Режими трансформаторів значною мірою залежать від їх технічного стану. Це насамперед аварійні режими трансформаторів, режими трансформаторів пов’язані з перевантаженням як за струмом, так і за напругою [1, 2, 3]. Трансформатори, як і інші об’єкти, які мають технічну природу, можуть перебувати у справному чи несправному,