

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія



Л.Р. Коваленко
О.І. Коваленко

ОСНОВИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання практичних робіт

для студентів ЗДІА
за напрямом 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»
денної та заочної форми навчання

Запоріжжя
2016

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія

ОСНОВИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання практичних робіт**

**для студентів ЗДІА
напряму 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»
денної та заочної форми навчання**

Рекомендовано до видання
на засіданні кафедри ЕЕЗ,
протокол № від .2016р

Запоріжжя
ЗДІА
2016

УДК 621.3.02

К

Л.Р. Коваленко, к.т.н., доцент

О.І. Коваленко, к.т.н., доцент

Відповідальний за випуск: *зав. кафедрою ЕЕЗ,
д.т.н., проф. Качан Ю.Г.*

Коваленко О.І., Коваленко Л.Р.

Основи релейного захисту та автоматизації в енергосистемах: Методичні вказівки до виконання практичних робіт для студентів ЗДІА напрямку 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» денної та заочної форми навчання / Коваленко О.І., Коваленко Л. Р. – Запоріж. держ. інж. акад. – Запоріжжя: ЗДІА, 2016. – 56 с..

© Коваленко О.І, Коваленко Л.Р. 2016

З М І С Т

<u>Заняття 1</u>	Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000В	5
<u>Заняття 2</u>	Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В	18
<u>Заняття 3</u>	Вибір високовольтних електричних апаратів..	25
<u>Заняття 4</u>	Розрахунок параметрів релейного захисту повітряних ліній напругою 10 кВ	35
<u>Заняття 5</u>	Розрахунок параметрів релейного захисту силових трансформаторів	44
Список літератури	52
Додатки	53

ЗАНЯТТЯ 1

Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

Мета заняття: Навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000В методом практичних та відносних одиниць

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

Найпростішим видом короткого замикання (к.з.), із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз до точки к.з. буде однаковим.

До несиметричних к.з. можна віднести двофазне, двофазне через землю і однофазне к.з.. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю.

Розрахунок струмів к.з. виконують для вибору струмоведучих частин та електричних апаратів, для перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість, для проектування, налаштування та перевірки на чутливість релейного захисту, для вибору засобів обмеження струмів.

Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

- всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ) і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;
- для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір.

Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;

- струмами намагнічування трансформаторів нехтують;
- опір в місці к.з. приймається рівним нулю;
- при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

Для розрахунку струмів к.з. необхідно скласти розрахункову схему електричної мережі (рисунок 1.1). Струми к.з. в мережі 10 кВ необхідно розраховувати в наступних точках:

– **точка K1** (шини 10 кВ РТП 35(110)/10 кВ) – для вибору та перевірки на термічну та електродинамічну стійкість високовольного вимикача (масляного, вакуумного та ін.), роз'єднувачів, шин, трансформаторів струму, а також для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання підстанції та лінії;

– **точка K2** (шини 10 кВ найближчої до районної підстанції споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту (струмової відсічки лінії);

– **точка K3** (шини 10 кВ будь-якої споживчої ТП 10/0,4 кВ, що проектується) – для вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ;

– **точка K4** (шини 10 кВ віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку параметрів релейного захисту лінії 10 кВ.

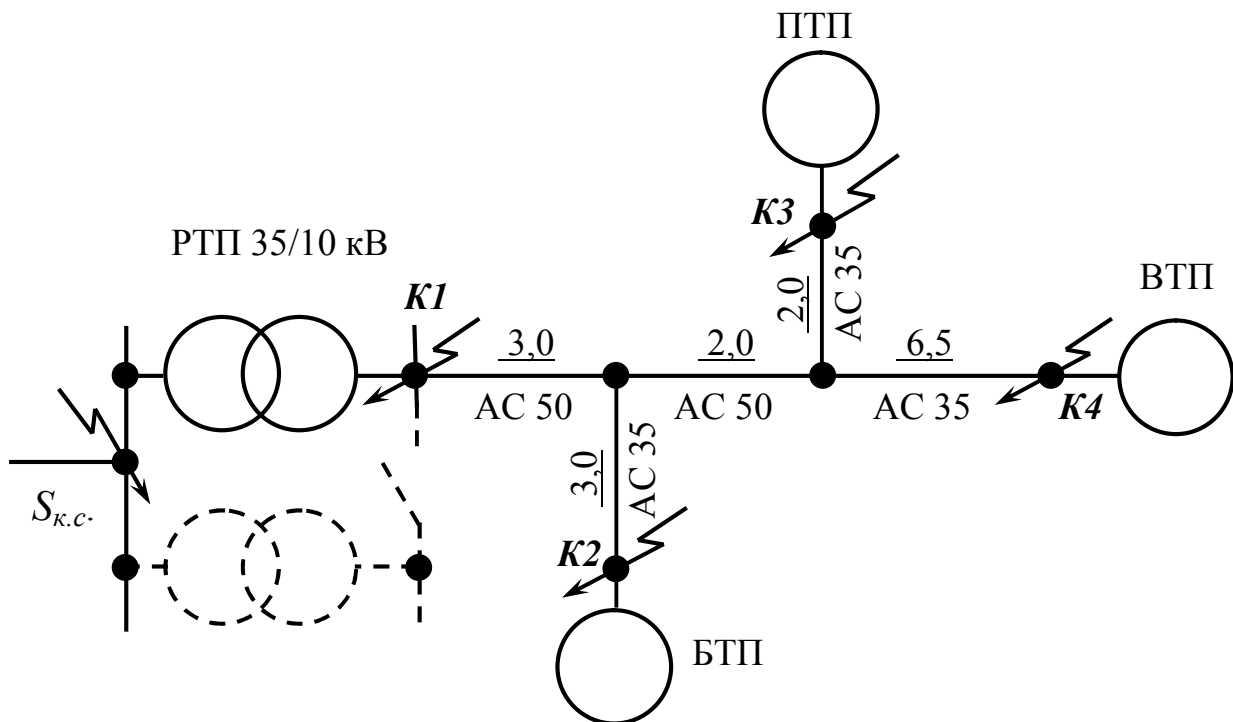


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема електричної мережі (приклад)

При визначенні струмів к.з., використовують один із двох методів:

1) метод практичних (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтгах та ін.);

2) метод відносних (умовних) одиниць – параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини, що прийнята в якості основної (базисної).

Метод практичних одиниць застосовують для розрахунку струмів к.з. відносно простих електричних мереж із невеликою кількістю ступенів трансформації.

Методом відносних одиниць зручніше користуватися при розрахунку струмів к.з. в складних електричних мережах із декількома ступенями трансформації напруги.

Розрахунок струмів к.з. проводиться в наступній послідовності:

– вибирається метод розрахунку та розрахункові умови;

– складається розрахункова схема мережі;

– для розрахункової схеми складається еквівалентна схема заміщення;

– визначається опір елементів схеми заміщення в практичних або іменованих одиницях;

– еквівалентна схема заміщення зводиться до простішого виду;

– визначаються результуючі опори до точок к.з.;

– визначаються значення струмів к.з. в розрахункових точках.

В електроустановках напругою понад 1000 В активний опір елементів мережі враховується тільки у випадках, коли виконується умова:

$$r_{рез} \geq \frac{1}{3} \cdot x_{рез}, \quad (1.1)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – відповідно активний та реактивний результуючий опір усіх елементів мережі, Ом.

Кожний елемент мережі необхідно виразити відповідним опором (рисунок 1.2).

Для того щоб знайти еквівалентний опір мережі необхідно привести всі опори елементів мережі до однієї напруги, яку називають *базисною*.

За базисну напругу приймають, як правило напругу того ступеню, де знаходиться точка к.з. Базисна напруга визначається як:

$$U_{б} = 1,05 \cdot U_{н}. \quad (1.2)$$

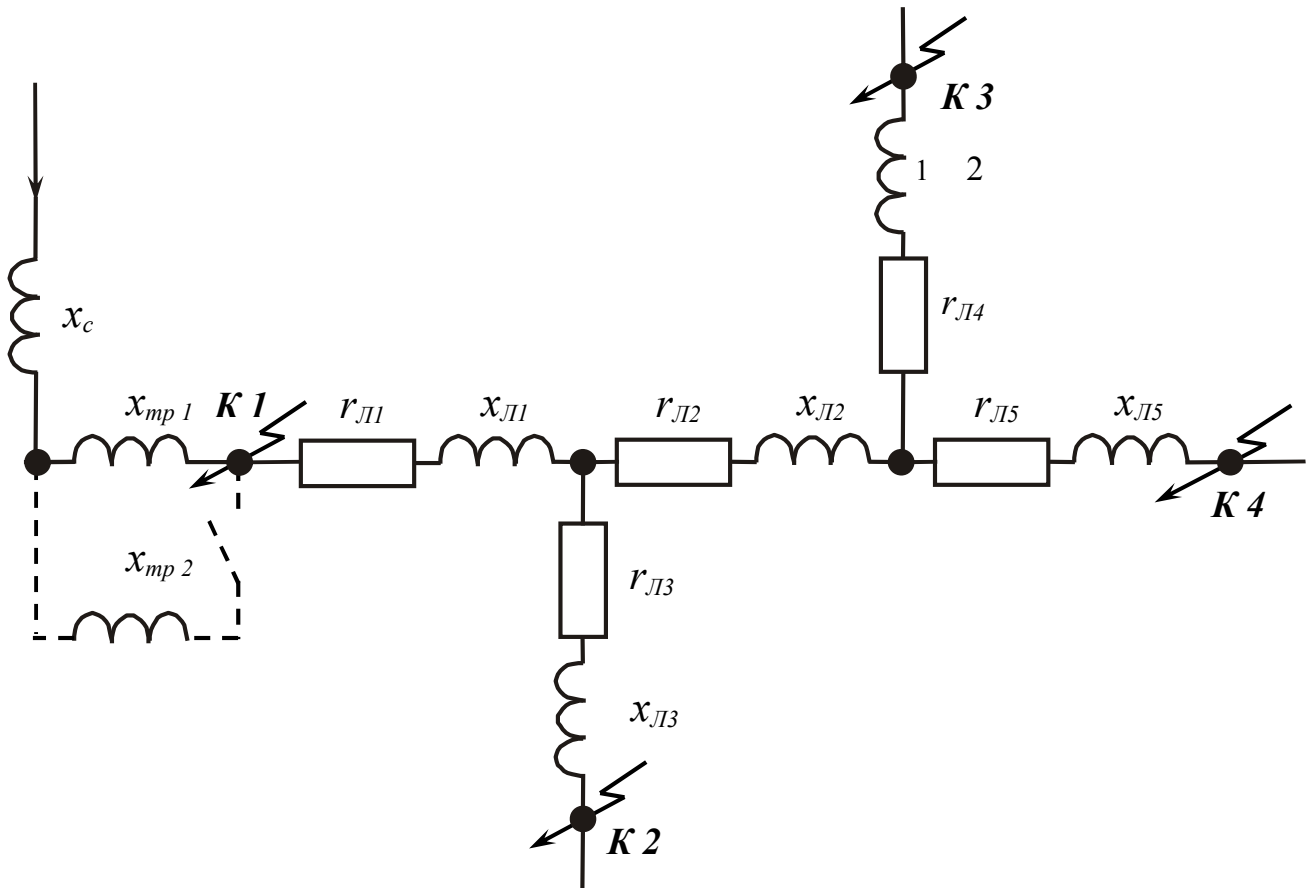


Рисунок 1.2 – Схема заміщення електричної мережі (рисунок 1.1)

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях приведений до базисної напруги визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{л(\bar{b})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (1.3) \quad x_{л(\bar{b})} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (1.4)$$

де r_o, x_o – відповідно питомий активний та індуктивний опори лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

$U_{с.н}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{с.н} = 1,05 \cdot U_n$;

– опір трансформатора:

$$x_{mp(\bar{b})} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{н.мп}}, \quad (1.5)$$

де U_k – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$S_{н.мп}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

– опір генератора:

$$x_{z(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{H.z}}, \quad (1.6)$$

де x_{*d}'' – індуктивний опір генератора у відносних одиницях;
 $S_{H.z}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки короткого замикання:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{(\sum r_{(\bar{o})i})^2 + (\sum x_{(\bar{o})i})^2}, \quad (1.7)$$

де $\sum r_{(\bar{o})i}$ – сума активних опорів елементів мережі до точки к.з., Ом;
 $\sum x_{(\bar{o})i}$ – сума реактивних опорів елементів мережі до точки к.з., Ом.

Для складних схем користуються методом відносних одиниць. В цьому випадку всі величини схеми виражають у відносних одиницях (в частках) від базисних величин. В якості основної базисної величини приймають базисну потужність. Базисна потужність приймається рівною довільному значенню або, для зручності розрахунку, кратною 10 МВА (10, 100, 1000 та ін.).

Базисні величини пов'язані між собою наступними виразами:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (1.8) \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}}; \quad (1.9)$$

$$z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{\bar{o}}}, \quad (1.10) \quad z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}. \quad (1.11)$$

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}i}^2}, \quad (1.12) \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}i}^2}, \quad (1.13)$$

де $U_{\bar{o}i}$ – базисна напруга i -го ступеню мережі, кВ.

– опір трансформатора:

$$x_{*mp(\bar{\sigma})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.тр}}; \quad (1.14)$$

– опір генератора:

$$x_{*z(\bar{\sigma})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.г}}. \quad (1.15)$$

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(\bar{\sigma})} = x \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (1.16)$$

де $S_{\bar{\sigma}}$ – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

$$z_{*рез(\bar{\sigma})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{\sigma})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{\sigma})i}\right)^2}, \quad (1.17)$$

Якщо відомо потужність або струм короткого замикання в місці приєднання до системи, то крім опорів схеми, що розглядалися вище, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела живлення до місця приєднання сільської електричної мережі).

Опір системи в практичних одиницях визначають за виразами:

$$x_{c(\bar{\sigma})} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.18)$$

$$x_{c(\bar{\sigma})} = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}}, \quad (1.19)$$

де $S_{к.с}^{(3)}$ – потужність трифазного к.з. на шинах системи, МВА.

$I_{к.с}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на шинах системи, кА.

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(\bar{\sigma})} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.20)$$

$$x_{*c(\bar{b})} = \frac{I_{\bar{b}}}{I_{\kappa.c}^{(3)}}. \quad (1.21)$$

Струм трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

В практичних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.(\bar{b})}}, \quad (1.22) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{b})}}. \quad (1.23)$$

У відносних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{b}}}{z_{*рез.(\bar{b})}}, \quad (1.24) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{b}}}{x_{*рез.(\bar{b})}}. \quad (1.25)$$

Ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення) визначається за виразом:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (1.26)$$

де k_y – ударний коефіцієнт;

– при коротких замиканнях на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із напругою вищого ступеня 110 кВ і більше $k_y = 1,8$;

– при к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ $k_y = 1,5$;

– при к.з. у розподільних мережах напругою 10 кВ, на шинах 10 кВ споживчих підстанцій 10/0,4 кВ та в низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВ $k_y = 1$.

Діюче значення повного струму трифазного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (1.27)$$

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ $k_y = 1$, тоді для таких мереж справедливо, що

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)}.$$

Струм двофазного к.з. (мінімальний струм к.з. в мережах напругою 6...35 кВ):

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}. \quad (1.28)$$

Потужність трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– в практичних одиницях:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (1.29)$$

– у відносних одиницях:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}}. \quad (1.30)$$

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називається коротким замиканням?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які є види коротких замикань?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. Які методи розрахунку струмів к.з. існують?
6. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?
7. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?
8. Порядок розрахунку струмів к.з.
9. Як приводяться опри мережі до базисних умов.
10. Що таке розрахункова схема мережі?
11. Що таке еквівалентна схема мережі?
12. Як враховується активний опір елементів при розрахунку струмів к.з. в мережах напругою понад 1000В?
13. Як визначаються опори окремих елементів мережі?
14. Як враховується опір системи електропостачання?

3 ЛІТЕРАТУРА

2 с. 168-194, 429-432; 3 с. 172-194, 458, 470, 473; 4 с.179-196, 498, 510, 513; 5 с. 204-224; 6 с.169-195; 7 с.218-226; 8 с. 101-126; 9 с.175-185; 10 с.137-154.

Задача 1.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання в точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рисунку 1.3. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рисунок 1.3). Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

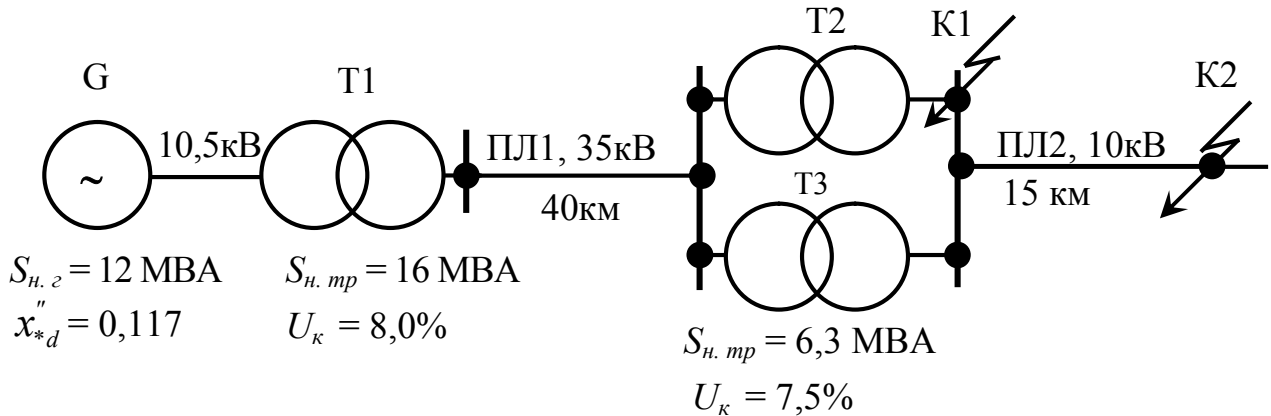


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

За розрахунковою схемою (рисунок 1.3) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 1.4).

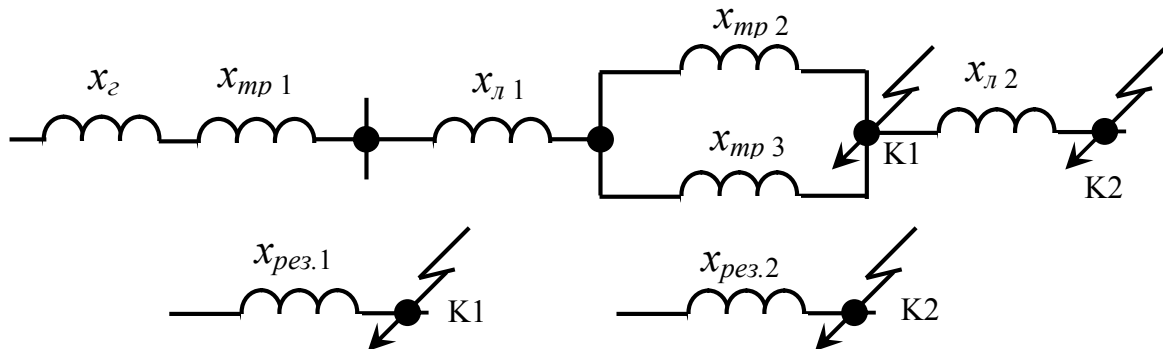


Рисунок 1.4 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях.

1. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях приведеній до базисної напруги.

Опір генератора:

$$x_{z(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нз}}; \quad x_{z(\bar{o})} = 0,117 \cdot \frac{10,5^2}{12} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\bar{b})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{нmp}}; \quad x_{mp1(\bar{b})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\bar{b})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{с.н}} \right)^2; \text{ приймаємо, що } x_0 = 0,4 \text{ Ом/км, тоді}$$

$$x_{л1(\bar{b})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 1,29 \text{ Ом.}$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{mp2(\bar{b})} = x_{mp3(\bar{b})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{л2(\bar{b})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 6,0 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез(\bar{b})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{b})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{b})i} \right)^2}.$$

Так як ми знехтували активним опором проводів, то записуємо:

$$z_{рез.1(\bar{b})} = x_{рез.1(\bar{b})} = x_{\kappa(\bar{b})} + x_{mp.1(\bar{b})} + x_{л.1(\bar{b})} + \frac{x_{mp.2(\bar{b})}}{2};$$

$$x_{рез.1(\bar{b})} = 1,07 + 0,55 + 1,29 + \frac{1,31}{2} = 3,56 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{b})} = x_{рез.1(\bar{b})} + x_{л2(\bar{b})}; \quad x_{рез.2(\bar{b})} = 3,56 + 6,0 = 9,56 \text{ Ом.}$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{b})}}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,70 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}} \cdot I_{\kappa}^{(3)};$$

в точці К1: $S_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА};$

в точці К2: $S_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА}.$

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\bar{o} I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\bar{o} II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА}.$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов.

Опір генератора:

$$x_{*z(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нз}}; \quad x_{*z(\bar{o})} = 0,117 \cdot \frac{100}{12} = 0,98.$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нmp}}; \quad x_{*mp1(\bar{o})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{*л1(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o} I}^2}; \quad x_{*л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,17.$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*mp2(\bar{o})} = x_{*mp3(\bar{o})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{*л2(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o} II}^2}; \quad x_{*л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,44.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{*pez1(\bar{o})} = x_{*pez1(\bar{o})} = x_{*z(\bar{o})} + x_{*mp1(\bar{o})} + x_{*л1(\bar{o})} \frac{x_{*mp2(\bar{o})}}{2};$$

$$x_{*pez1(\bar{o})} = 0,98 + 0,50 + 1,17 + \frac{1,19}{2} = 3,25.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{*pez2(\bar{o})} = x_{*pez1(\bar{o})} + x_{*л2(\bar{o})}; \quad x_{*pez2(\bar{o})} = 3,25 + 5,44 = 8,69.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*pez(\bar{o})}}; \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}}; \quad I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,70 \text{ кА};$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА}.$$

5. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{x_{* \text{рез}(\sigma)}};$$

$$\text{в точці К1:} \quad S_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА};$$

$$\text{в точці К2:} \quad S_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА}.$$

Задача 1.2 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ (рисунок 1.5) отримує живлення від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ лінією 10 кВ довжиною l_2 , км, що виконана проводом АС перерізом F_2 , мм². РТП 35/10 кВ із n трансформаторами, потужністю $S_{н \text{тр}}$, МВА, приєднана до системи електропостачання С, що має потужність к.з. $S_{\text{к.с.}}$, МВА, повітряною лінією 35 кВ довжиною l_1 , км, що виконана проводом марки АС перерізом F_1 , мм². Визначити струм трифазного та двофазного к.з, ударний струм та потужність трифазного к.з. в точках К1 та К2. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 1.1.

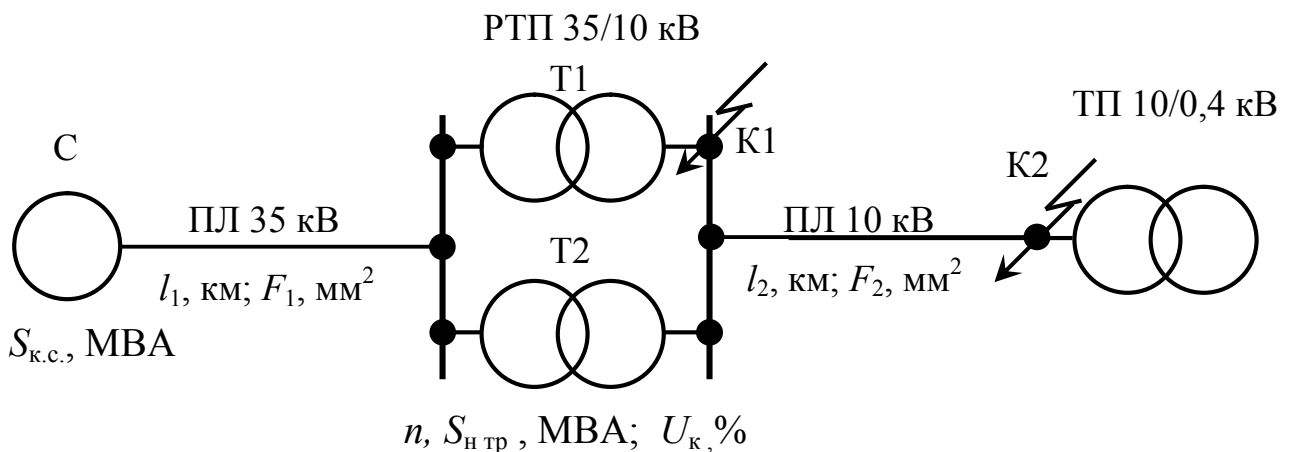


Рисунок 1.5 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{к.с.},$ мВА	$l_1,$ км	$F_1,$ мм ²	$n,$ шт	$S_{нтр},$ мВА	$U_{к},$ %	$l_2,$ км	$F_2,$ мм ²
1	100	20,0	АС-120	2	6,3	7,5	3,0	АС-35
2	130	15,0	АС-120	1	10,0	7,5	4,0	АС-50
3	160	10,0	АС-95	2	2,5	6,5	6,0	АС-35
4	190	4,0	АС-70	1	6,3	7,5	8,0	АС-70
5	220	30,0	АС-120	2	1,0	6,5	10,0	АС-95
6	250	26,0	АС-120	1	2,5	6,5	12,0	АС-95
7	280	35,0	АС-95	2	1,6	6,5	14,0	АС-70
8	310	17,0	АС-95	1	1,0	6,5	16,0	АС-50
9	340	33,0	АС-150	2	10,0	7,5	17,0	АС-120
10	370	11,0	АС-95	1	1,0	6,5	2,0	АС-70
11	400	23,0	АС-150	2	4,0	7,5	15,0	АС-50
12	430	21,0	АС-95	1	1,6	6,5	3,0	АС-50
13	460	15,0	АС-95	2	6,3	7,5	13,0	АС-70
14	295	10,0	АС-95	1	4,0	7,5	7,0	АС-35
15	265	5,0	АС-70	2	2,5	6,5	11,0	АС-50
16	235	30,0	АС-150	1	6,3	7,5	9,0	АС-95
17	205	25,0	АС-120	2	1,0	6,5	7,0	АС-95
18	175	35,0	АС-150	1	2,5	6,5	5,0	АС-35
19	145	18,0	АС-95	2	1,6	6,5	12,0	АС-50
20	115	33,0	АС-95	1	1,0	6,5	10,0	АС-70
21	80	12,0	АС-70	2	10,0	7,5	8,0	АС-50
22	50	23,0	АС-95	1	1,0	6,5	4,0	АС-35

ЗАНЯТТЯ 2

Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 380/220 В

Мета заняття: Навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Сільські електричні мережі напругою 380 В виконують із глухо заземленою нейтраллю. В таких мережах можуть виникати трифазні, двофазні та однофазні короткі замикання (к.з.).

Розрахунок струмів к.з. в таких мережах зводиться до визначення максимального струму к.з. (трифазного) на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та мінімального струму к.з. (однофазного) в найбільш електрично віддаленій точці лінії.

Значення струму трифазного к.з. на шинах підстанції необхідне для вибору та перевірки електричних апаратів підстанції 10/0,4 кВ на термічну та електродинамічну стійкість та узгодження захистів трансформатора та лінії 0,38 кВ, а за струмом однофазного к.з. в найбільш електрично віддаленій точці лінії перевіряють ефективність (чутливість) пристроїв захисту (реле, автоматів, плавких запобіжників).

При визначенні струмів замикання в мережах низької напруги треба враховувати як індуктивний, так і активний опори елементів схеми. У розрахунках не враховують опір лінії 10 кВ, що живить силовий трансформатор 10/0,4 кВ ($z_{л10} = 0$), і вважають, що напруга на шинах високої напруги трансформаторної підстанції при к.з. в мережі низької напруги залишається незмінною та дорівнює номінальному значенню.

Розрахунок струмів к.з. в мережах низької напруги рекомендується виконувати методом іменованих одиниць.

Результуючий опір до точки к.з. складається з активного та індуктивного опорів трансформатора 10/0,4 кВ та лінії 0,38 кВ.

Повний опір трансформатора визначається за виразом (1.5):

$$Z_{mp(\sigma)} = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{нтр}}$$

Активний опір трансформатора визначають за виразом:

$$r_{mp(\bar{o})} = \frac{\Delta P_m}{S_{нтр}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}, \quad (2.1)$$

де ΔP_m – втрати потужності в обмотці трансформатора (в міді), кВт.

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_{mp(\bar{o})} = x_{*mp(н)} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa \%}}{100}\right)^2 - r_{*mp(н)}^2} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}, \quad (2.2)$$

або

$$x_{mp(\bar{o})} = \sqrt{z_{mp(\bar{o})}^2 - r_{mp(\bar{o})}^2}. \quad (2.3)$$

Активний та реактивний опір лінії визначаємо за виразами (1.3) та (1.4):

$$r_{л(\bar{o})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{сн}}\right)^2, \quad x_{л(\bar{o})} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{сн}}\right)^2.$$

Струм трифазного к.з в будь-якій точці лінії 0,38 кВ визначається за відомим виразом (1.22):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.(\bar{o})}}.$$

Максимальний струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ також можна визначити за виразом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa \%} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{100}{U_{\kappa \%}} \cdot I_{нтр}, \quad (2.4)$$

де $I_{нтр}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}, \quad (2.5)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В;

$z_{mp}^{(1)}$ – повний опір трансформатора струму замикання на корпус, Ом;

z_n – повний опір петлі «фаза-нуль» до точки к.з., Ом.

Опір петлі «фаза-нуль» в загальному випадку визначається за виразом:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.і})^2 + (x_{0\phi.i} + x_{0н.і} + x_{0\phi-н.і})^2}, \quad (2.6)$$

де $r_{0\phi.i}$, $x_{0\phi.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки фазного проводу лінії, Ом/км;

$r_{0н.і}$, $x_{0н.і}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки нульового проводу, Ом/км;

$x_{0\phi-н.і}$ – питомий зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль», Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Якщо фазний та нульовий провід лінії виготовлені із кольорового металу, то їхнім індуктивним опором (внутрішнім) нехтують, тоді:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.і})^2 + x_{0\phi-н.і}^2}. \quad (2.7)$$

Якщо нульовий провід лінії виконаний таким же перерізом, що і фазний, із кольорового металу, тоді:

$$z_n = \sum l_i \sqrt{(2 \cdot r_{0\phi.i})^2 + x_{0\phi-н.і}^2}. \quad (2.8)$$

Для проводів із кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним $x_{0\phi-н.і} = 0,6$ Ом/км.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які причини виникнення коротких замикань?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які види коротких замикань можуть виникати в мережах напругою 380/220 В?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. З якою метою розраховується трифазний струм к.з. на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ?
6. З якою метою розраховуються однофазні струми к.з. у найбільш електрично віддалених точках ліній напругою 380/220 В?
7. Як враховується активний опір елементів мережі при розрахунку струмів к.з. в мережах напругою 380/220 В?
8. Як визначається струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформатора?
9. Як розраховується струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ?
10. Що таке опір петлі «фаза-нуль» і як він визначається?

3 ЛІТЕРАТУРА

2 с. 184-187, 194, 429-432; 3 с. 194-196, 458, 470, 473; 4 с. 196-198, 498, 510, 513; 5 с. 204-224; 5 с. 224-226; 6 с. 195-196; 7 с. 225-229; 8 с. 127-132; 9 с. 185-186; 10 с. 155-157.

Задача 2.1

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ відходить від шин споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Розрахункові дані наведені на схемі мережі (рисунок 2.1). Визначити струм трифазного к.з. в точці К1 та струм однофазного к.з. в точці К2.

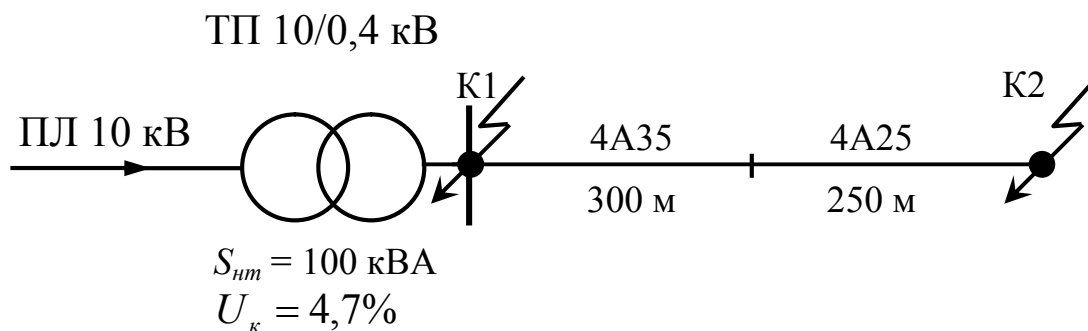


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. За розрахунковою схемою (рисунок 2.1) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рисунок 2.2). Приймаємо, що $z_{л10} = 0$.

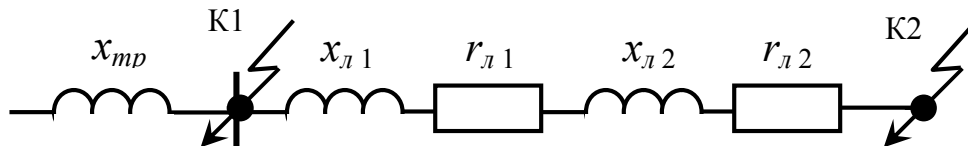


Рисунок 2.2 – Еквівалентна схема заміщення мережі.

2. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 0,38 = 0,4 \text{ кВ.}$$

3. Визначаємо струм трифазного к.з. в точці К1 (шини 0,4 кВ):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\bar{o}}}; \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,7 \cdot 400} = 3074,7 \text{ А.}$$

4. За літературними джерелами або із додатку А (таблиця А.1, А2), визначаємо питомий опір проводу:

$$\text{А 35} \quad r_0 = 0,90 \text{ Ом/км};$$

$$A\ 25 \quad r_0 = 1,28 \text{ Ом/км.}$$

$$x_{0\phi-n.i} = 0,6 \text{ Ом/км.}$$

5. За літературними джерелами або із додатку Б (таблиця Б.1) визначаємо повний опір трансформатора струму замикання на корпус:

$$z_{mp}^{(1)} = 1,07 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо опір петлі «фаза-нуль» до точки К2:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0n.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2}.$$

$$z_n = 0,3 \sqrt{(2 \cdot 0,90)^2 + 0,6^2} + 0,25 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,28)^2 + 0,6^2} = 1,23 \text{ Ом.}$$

7. Визначаємо струм однофазного к.з. у точці К1:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}; \quad I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{1,07}{3} + 1,23} = 144,93 \text{ А.}$$

Задача 2.2 (самостійно)

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ (рисунок 2.3) приєднана до шин 0,4 кВ споживчої ТП 10/0,4 кВ із n трансформаторами потужністю $S_{нmp}$, кВА. Опір системи не відомий. Розрахувати максимальні та мінімальні значення струмів к.з. мережі 0,38 кВ в розрахункових точках. Вихідні данні для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 2.1.

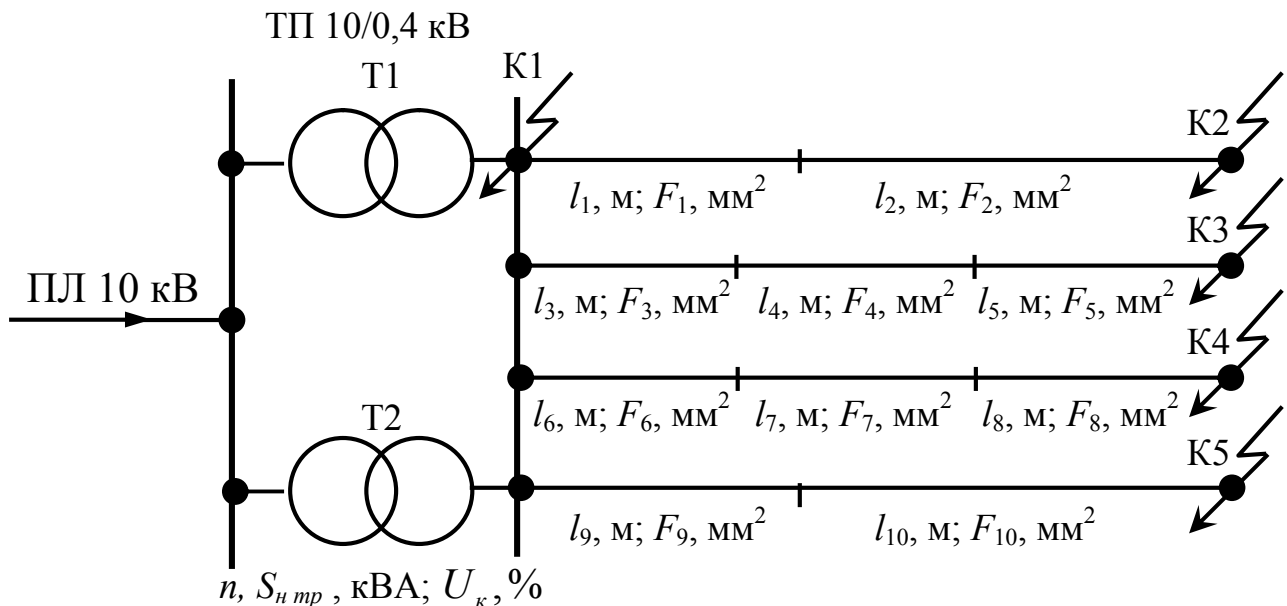


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 2.1 – Вихідні дані електричної мережі

Варіант	n, шт	$S_{нтр}$, кВА	Ділянки лінії									
			1		2		3		4		5	
			l_1 , м	F_1 , мм ²	l_2 , м	F_2 , мм ²	l_3 , м	F_3 , мм ²	l_4 , м	F_4 , мм ²	l_5 , м	F_5 , мм ²
1	1	250	200	70	100	50	510	70	220	35	100	16
2	2	160	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
3	1	100	300	50	200	35	–	–	–	–	–	–
4	2	400	–	–	–	–	310	50	200	35	180	25
5	1	63	–	–	–	–	400	70	170	50	330	35
6	2	25	150	35	250	25	–	–	–	–	–	–
7	1	630	350	70	300	35	150	35	250	25	50	16
8	2	40	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
9	1	160	500	50	250	35	–	–	–	–	–	–
10	2	250	–	–	–	–	500	70	250	50	180	25
11	1	400	–	–	–	–	220	35	100	25	90	16
12	2	250	220	70	100	50	–	–	–	–	–	–
13	1	160	120	35	200	25	180	70	110	50	150	35
14	2	100	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
15	1	400	430	70	170	50	–	–	–	–	–	–
16	2	63	–	–	–	–	380	70	190	50	330	35
17	1	25	–	–	–	–	230	35	120	25	120	16
18	2	630	380	70	300	35	–	–	–	–	–	–
19	1	40	470	70	180	25	310	70	320	35	150	16
20	2	160	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
21	1	250	–	–	–	–	460	70	230	50	180	25
22	2	400	570	70	110	50	–	–	–	–	–	–

Продовження таблиці 2.1

Варіант	Ділянки лінії									
	6		7		8		9		10	
	$l_6,$ м	$F_6,$ мм ²	$l_7,$ м	$F_7,$ мм ²	$l_8,$ м	$F_8,$ мм ²	$l_9,$ м	$F_9,$ мм ²	$l_{10},$ м	$F_{10},$ мм ²
1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	100	35	200	25	200	70	100	50	150	35
3	–	–	–	–	–	–	200	25	220	16
4	400	70	170	50	310	50	–	–	–	–
5	–	–	–	–	–	–	170	50	330	35
6	150	35	250	25	250	35	–	–	–	–
7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
8	450	70	180	25	350	70	300	35	150	16
9	–	–	–	–	–	–	180	25	80	16
10	220	35	100	25	500	70	–	–	–	–
11	–	–	–	–	–	–	100	25	90	16
12	220	70	100	50	490	70	–	–	–	–
13	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
14	330	50	200	35	80	35	210	25	220	16
15	–	–	–	–	–	–	220	35	180	25
16	270	25	100	16	380	70	–	–	–	–
17	–	–	–	–	–	–	120	25	120	16
18	380	70	300	35	130	35	–	–	–	–
19	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
20	540	50	250	35	420	70	170	25	80	16
21	–	–	–	–	–	–	230	50	180	25
22	570	70	110	50	190	35	–	–	–	–

ЗАНЯТТЯ 3

Тема: ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір електричних апаратів напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ і виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Відповідно до Правил улаштування електроустановок електричні апарати вибирають за каталогами за умовами їх роботи в нормальному режимі і перевіряють за режимом короткого замикання [2 с. 225-279; 3с.281; 4 с.297; 5 с. 168-188; 6 с.203; 7 с. 229; 8 с.168; 9 с.200; 10 с.98; 12 с.228].

Розрахунок максимальних робочих струмів (струмів тривалого режиму роботи) на ділянках мережі виконується за формулою:

$$I_{роб. max.} = \frac{S_{роб. max}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.1)$$

де $S_{роб. max}$ – максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки мережі (денна або вечірня), кВА;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ.

Електричні апарати вибирають за наступними параметрами:

1. За місцем встановлення і конструктивним виконанням.

Апарати внутрішнього встановлення не можна використовувати на відкритих електроустановках, а навпаки – їх використання є недоцільним.

2. За номінальною напругою.

Номінальна напруга апарата, зазначена в паспорті або в каталозі, повинна бути не меншою від напруги установки (мережі), для якої вибирають апарат:

$$U_{н. ап} \geq U_{н. мер} \quad (3.2)$$

Якщо ця умова не виконується, то можливий пробій ізоляції апарата.

4. За номінальним струмом:

$$I_{н. ап} \geq I_{роб. max} \quad (3.3)$$

Якщо умова (3.3) не виконується, то виникає перегрів струмопровідних частин апарату та їх пошкодження.

5. Захисні та комутаційні апарати, які призначені для відключення аварійних струмів, крім того, вибирають із урахуванням струму (граничного струму) або потужності відключення:

$$I_{н.відкл} \geq I_{к.мах} \text{ ,} \quad (3.4)$$

$$S_{н.відкл} \geq S_{к.мах} \text{ ,} \quad (3.5)$$

де $I_{к.мах}$ – максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА.

$S_{к.мах}$ – максимальна потужність к.з., кВА;

$I_{н.відкл}$ – номінальний струм відключення, кА.

Для мереж напругою 35 кВ і більше $I_{к.мах} = I_y^{(3)}$.

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ, для $I_{к.мах} = I_y^{(3)} = I_k^{(3)}$.

Якщо не виконувати цю вимогу, то електричну дугу не буде погашено, і, як наслідок, відбудеться пошкодження апарата із перекриттям усіх фаз електричною дугою.

За режимом короткого замикання електричні апарати перевіряються на динамічну і термічну стійкість. Апарати перевіряють шляхом порівняння:

1) максимально допустимого струму апарату $i_{мах}$ із ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ (динамічна стійкість):

$$i_{мах} \geq i_y^{(3)} \quad (3.6)$$

2) номінального струму термічної стійкості апарату I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_\infty^{(3)} = I_k^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання t_{np} (термічна стійкість):

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_\infty^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (3.7)$$

де t_{np} – приведений час короткого замикання, с.

$$t_{np} = t_3 + t_6, \quad (3.8)$$

де t_3 – витримка часу струмового захисту, с.

t_6 – час відключення вимикача.

Апарати, що використовуються в сільських електроустановках, здебільшого мають значний запас як за динамічною, так і за термічною стійкістю.

Трансформатори струму вибирають за конструкцією та родом установлення, номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола. В режимі короткого замикання необхідно їх перевірити на динамічну і термічну стійкість [2 с. 302; 3 с. 283; 4 с. 300; 5 с. 233; 7 с. 236]. Умови вибору трансформаторів струму наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$
Номінальний первинний струм	$I_{н I} \geq I_{роб. max}$
Номінальний вторинний струм	в залежності від довжини вторинного кола
Клас точності	згідно з ПБЕ
Номінальна вторинна потужність	$S_{2 розр} < S_{2н}$
Кратність струму динамічної стійкості	$i_y^{(3)} \leq k_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$
Кратність одnoseкундного струму термічної стійкості	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{1н})^2 \cdot t$

k_{∂} – коефіцієнт (кратність) динамічної стійкості;

k_t – коефіцієнт (кратність) термічної стійкості;

Силові трансформатори і багатооб’ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які використовують для приєднання релейного захисту та вимірювальних приладів.

Розрахункова потужність вторинного кола трансформатора струму $S_{2 розр}$, В·А, визначається за виразом:

$$S_{2 розр} = \sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{пров} + I_{2н}^2 R_{кон}, \quad (3.9)$$

де $\sum_{i=1}^n S_{прил}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (довідкові дані);

$I_{2н}^2$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;
 $R_{пров}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;
 $R_{кон}$ – активний опір контактів, Ом (приймається для кола рівним 0,1 Ом).

Високовольтні запобіжники типу ПКТ споживчих ТП 10/0,4 кВ вибирають за номінальною напругою, номінальним струмом та граничним струмом вимикання. Також виконують вибір номінального струму плавкої вставки запобіжника за умовою:

$$I_{вст} \geq 2I_{н.тр}, \quad (3.10)$$

де $I_{н.тр}$ – номінальний струм силового трансформатора, А.

Так як запобіжники типу ПКТ мають ефект обмеження струму їх не перевіряють на термічну та динамічну стійкість.

Для керування повітряною лінією 10 кВ (рисунок 3.1), що відходить від РТП 35/10 кВ необхідно встановити: роз'єднувачі внутрішнього встановлення QS1 та QS2 (внутрішнього встановлення); високовольтний вимикач Q1 (масляний або вакуумний); трансформатори струму ТА1...ТА3 для живлення кіл обліку, вимірювальних приладів і релейного захисту. Параметри обладнання наведені в [2 с. 443-452; 7 с. 517-532; 8 с.133,170; 9 с.191; 10 с.98; 12 с.228] або в іншій довідковій літературі.

Зі сторони високої напруги ТП 10/0,4 встановлюють роз'єднувач зовнішнього встановлення QS3, розрядники FV1...FV3 і високовольтні запобіжники FU1...FU3 (рисунок 3.1).

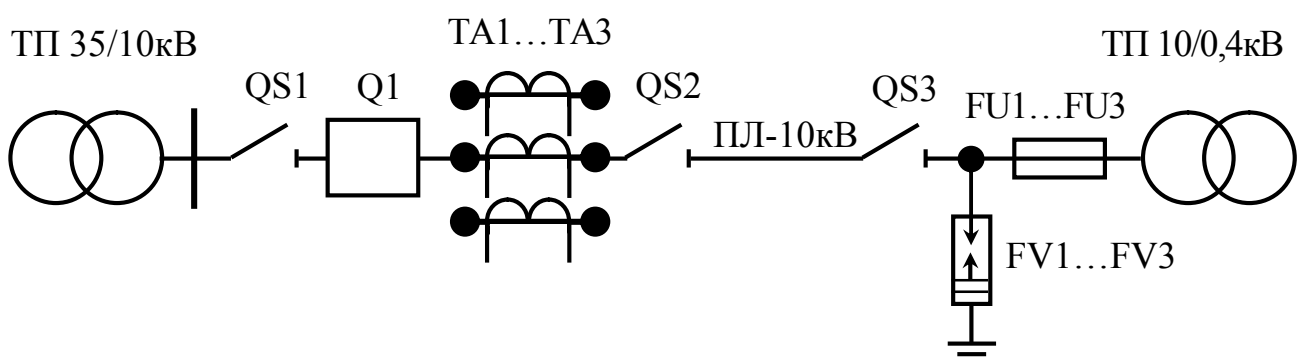


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема електричної мережі напругою 10 кВ

На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюються автоматичні вимикачі, на вводі 0,38 кВ – рубильник або автоматичний вимикач. Дані для апаратів напругою до 1000 В можна знайти в [2 с. 443; 8 с.311; 9 с.21-37; 10 с. 6, 26; 11 с. 115].

Чутливість апаратів захисту (автоматичних вимикачів) повинна відповідати наступним умовам.

– Для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{відс.}}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (3.10)$$

1,25 – при $I_{н.а.} > 100$ А; 1,4 – при $I_{н.а.} < 100$ А;

де $I_{\kappa}^{(1)}$ – струм однофазного короткого замикання, А;

$I_{\text{відс.}}$ – струм відсічки автомата, А [2 с.444; 9 с. 34; 10 с.26; 11 с.115].

– Для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем та для запобіжників:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.в.}} \geq 3, \quad (3.11)$$

де $I_{н.р.}$ – номінальний струм теплового розчіплювача, А [2 с.444; 9 с. 34; 10 с. 26; 11 с. 115];

$I_{н.в.}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника.

Якщо вибрані апарати захисту не забезпечують заданої чутливості, то необхідно виконати один із наступних заходів: зменшити опір петлі «фаза-нуль» (збільшити площу перерізу проводів, скоротити відстань лінії); збільшити потужність силового трансформатора підстанції; застосувати інші додаткові засоби захисту від однофазних замикань (наприклад встановити автоматичні вимикачі, які мають додатково незалежний розчіплювач, на який діє реле струму із обмоткою в нульовому проводі лінії).

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 275-305, 443-452; 3 с.281-284; 4 с.297-302; 5 с.228-233; 6 с.203-205; 7 с. 229-234, 517-532; 8 с.168-172; 9 с.200-216; 10 с.98-109; 11 с. 100-118; 12 с. 228-391.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. За якими параметрами вибирають електричні апарати?
2. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на термічну стійкість?
3. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на електродинамічну стійкість?
4. Що може відбутися із електричним апаратом, якщо напруга в мережі буде перевищувати напругу на яку його розраховано?
5. За якими параметрами перевіряють комутаційні та захисні апарати, що призначені для відключення аварійних струмів в мережі?
6. За якими параметрами вибирають трансформатори струму?
7. Що таке клас точності вимірювальних трансформаторів?
8. Як класифікуються трансформатори струму за способом встановлення?
9. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із електромагнітним розчіплювачем?
10. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із тепловим або комбінованим розчіплювачем?

Задача 3.1

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Вибрати: роз'єднувачі QS1, QS2, високовольтний вимикач Q1, трансформатори струму ТА1 та ТА2. Підстанція має закритий розподільний пристрій напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведено на рисунку 3.2.

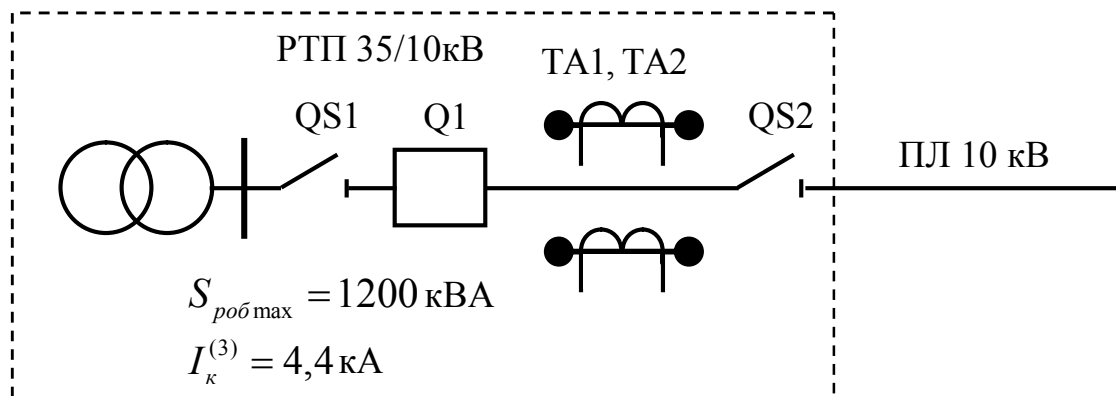


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії 10 кВ, що відходить від підстанції:

$$I_{роб.макс.} = \frac{S_{роб.макс.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad I_{роб.макс.} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 66,1 \text{ А.}$$

2. Розраховуємо ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення):

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,4 = 6,2 \text{ кА};$$

при к.з. на шинах 10 кВ споживчих підстанцій $k_y = 1$ [2-10].

3. Визначаємо діюче значення повного струму триполюсного к.з. за перший період протікання струму к.з.:

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}, \quad I_y^{(3)} = 4,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 4,4 \text{ кА.}$$

4. Виконуємо вибір роз'єднувача QS1 в табличній формі (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувача QS1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.макс} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.ап.} = 630 \text{ А}$	$I_{н. ап} \geq I_{роб.макс}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{\max} = 52 \text{ кА}$	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/630УЗ. Тип привода ПР-11 (ручний).

5. Виконуємо вибір роз'єднувача QS2 (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Вибір роз'єднувача QS2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.маж} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.ан.} = 630 \text{ А}$	$I_{н.ан} \geq I_{роб.маж}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{маж} = 52 \text{ кА}$	$i_{маж} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{нр} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{нр}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВЗ-10/630УЗ (із заземлюючими ножами). Тип привода ПР-11.

6. Виконуємо вибір високовольтного вимикача Q1 (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Вибір високовольтного вимикача Q1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.маж} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.ан.} = 1000 \text{ А}$	$I_{н.ан} \geq I_{роб.маж}$	$1000 > 66,1$
$I_{к}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} \geq I_{к}^{(3)}$	$20 > 4,4$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{маж} = 52 \text{ кА}$	$i_{маж} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{нр} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{нр}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо малооб'ємний масляний вимикач внутрішнього встановлення типу ВПМ-10-20/1000УЗ. Тип привода ПЭ -11.

6. Виконуємо вибір трансформаторів струму напругою 10 кВ ТА1 і ТА2 (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 – Вибір трансформаторів струму ТА1 та ТА2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н1} = 75 \text{ А}$	$I_{н1} \geq I_{роб.мах}$	$75 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Н1} = 250 \times \sqrt{2} \cdot 75 = 26,4 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Н1}$	$26,4 > 6,2$
$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(k_t \cdot I_{Н1})^2 \cdot t = (45 \cdot 75)^2 \times 3 = 34,2 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{Н1})^2 \cdot t$	$34,2 > 27,1$

До встановлення приймаємо трансформатор струму типу ТПЛ-10МУЗ внутрішнього встановлення. Коефіцієнт трансформації 75/5, клас точності 0,5/10Р (дві вторинні обмотки).

Задача 3.2 (самостійно)

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ (рисунок 3.3), що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ та обладнання на стороні 10 кВ споживчої ТП 10/0,4 кВ: роз'єднувачі QS1, QS2 (шинний та лінійний), високовольтний вимикач Q1, трансформатори струму ТА1 та ТА2, лінійний роз'єднувач зовнішнього встановлення QS3, високовольтні запобіжники FU1...FU3. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 3.6.

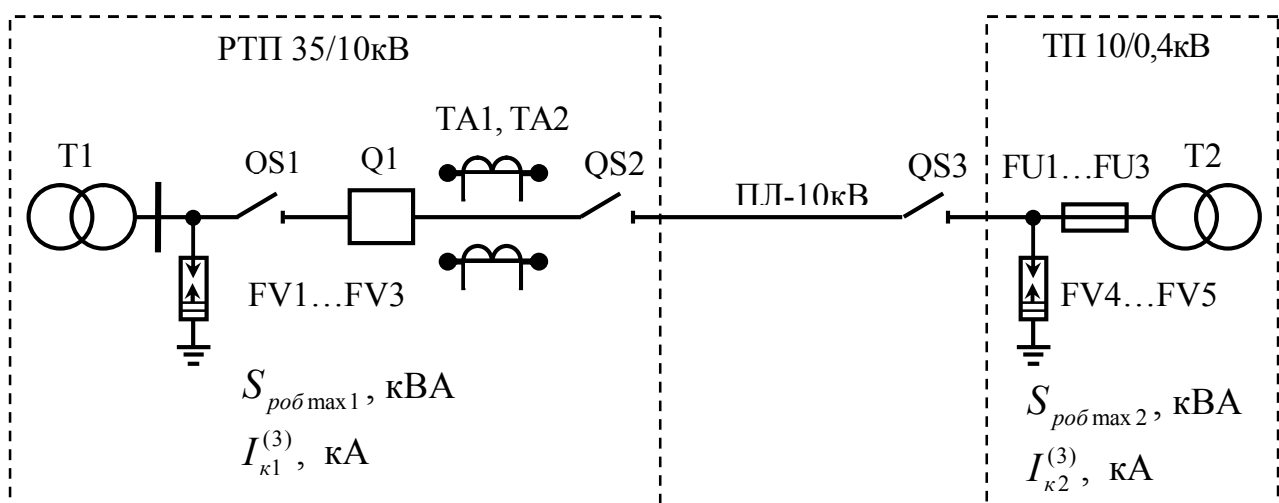


Рисунок 3.3 – Однолінійна схема електричної мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.6 – Параметри електричної мережі 10 кВ

Варіант	$S_{роб\ max1}$, кВА	$I_{к1}^{(3)}$, кА	$S_{роб\ max2}$ кВА	$I_{к2}^{(3)}$, кА
1	860	3,48	40	0,77
2	920	1,59	52	1,23
3	1210	2,15	70	1,94
4	2830	2,00	130	3,08
5	1350	2,31	200	4,92
6	2100	1,78	300	7,69
7	1410	2,46	510	12,30
8	1050	2,89	650	19,40
9	700	2,62	30	0,77
10	1120	3,27	42	1,23
11	1470	3,10	61	1,94
12	860	3,43	120	3,08
13	1920	1,61	180	4,92
14	1210	2,17	270	7,69
15	2330	2,03	490	12,30
16	1450	2,34	620	19,40
17	1090	1,79	25	0,75
18	1510	2,48	39	1,22
19	1150	2,89	60	1,91
20	1700	2,64	100	3,03
21	1220	3,29	160	4,88
22	1570	3,12	250	7,55

ЗАНЯТТЯ 4

Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ

Мета заняття: Навчитися розраховувати параметри максимального струмового захисту та струмової відсічки повітряних ліній напругою 10 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Для захисту розімкнутих електричних мереж (із одностороннім живленням) від короткого замикання використовують максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ). Спрацьовують вказані захисти при перевищенні струму заданого значення (струму уставки). Відрізняються вони тим, що МСЗ діє із витримкою часу, а СВ – без витримки часу (миттєво). Якщо обидва пристрої використовують для захисту однієї і тієї ж ділянки лінії, то струм спрацювання реле відсічки вибирають значно більшим, ніж струм спрацювання реле МСЗ. Для розімкнутих електричних мереж напругою 6...10 кВ МСЗ є основним захистом, а СВ – додатковим [2 с. 338, 336; 3 с. 300; 4 с. 325; 5 с. 263; 6 с. 236; 7 с. 298; 8 с. 204; 9 с. 222; 10 с. 168].

Максимальний струмовий захист лінії (МСЗ)

Струм спрацювання МСЗ повинен відстроюватися від робочого струму лінії з урахуванням можливих кидків струму самозапуску двигунів:

$$I_{сп. МСЗ} \geq \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{с. зан} \cdot I_{роб. max}, \quad (4.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, для реле типу РТ-85, РТ-40 $k_n = 1,2$; [2 с. 340; 3 с.303; 4 с. 328; 5 с. 265; 7 с.301; 8 с.206; 9 с.230];

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення реле, для реле типу РТ-85, РТ-40 $k_n = 0,8...0,85$ [2 с. 340; 3 с.303; 4 с. 328; 5 с.265; 7 с.301; 8 с.206; 9 с.230];

$k_{с. зан}$ – коефіцієнт самозапуску, для ліній сільськогосподарського призначення приймається $k_{с. зан} = 1,2...1,3$ [2 с.340; 3с.303; 5с.265; 8 с.206; 9 с.230].

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників з високої сторони ТП 10/0,4 кВ забезпечуються при їх сумісній роботі, якщо виконується наступна умова:

– для захисту із залежною витримкою часу (РТ-80, РТ-90, РСТ-80АВ)

$$I_{с.з.} \geq 1,4 \cdot I_{нл.(5)}; \quad (4.2)$$

– для захисту із незалежною витримкою часу (РТ-40, РСТ-40, РСТ-11)

$$I_{сн.МСЗ} \geq 1,3 \cdot I_{к}, \quad (4.3)$$

де $I_{нл.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорє за 5 секунд [2 с. 447; 7 с. 250; 9 с. 210], А;

$I_{к}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ згорає за 0,3 секунди, А.

Струм спрацювання реле МСЗ визначається за формулою:

$$I_{сн.р.МСЗ} = \frac{I_{сн.МСЗ} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_{тс}}, \quad (4.4)$$

де $I_{сн.МСЗ}$ – найбільший, з отриманих за виразами (4.1 – 4.3), струм спрацювання захисту, А;

$k_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми [2 с.290; 3 с.297, 302; 4 с.319; 5 с. 265; 7 с.303; 8 с.206];

$K_{тс}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму [2 с. 451; 7 с. 239; 12 с. 294].

З урахуванням (4.1) струм спрацювання реле максимального струмового захисту:

$$I_{сн.р.МСЗ} = \frac{k_{н} \cdot k_{с.зан} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_{нов} \cdot K_{тс}} \cdot I_{роб.макс}. \quad (4.5)$$

Уставку струму спрацювання реле вибирають за умовою:

$$I_{у.р.МСЗ} \geq I_{сн.р.МСЗ}. \quad (4.6)$$

Якщо $I_{сн.р.МСЗ}$ перевищує максимальний струм уставки обраного реле $I_{у.р.МСЗ}$ (наприклад, для реле РТ-85 $I_{у.р.МСЗ}=10$ (5) А), то рекомендується збільшити $K_{тс}$ (на один, два ступеня) або прийняти до встановлення реле іншого типу і повторити розрахунок $I_{у.р.МСЗ}$.

В схемах захисту, оперативні кола яких живляться безпосередньо від трансформаторів струму, для вибору струму уставки додається умова надійного спрацювання електромагніту привода вимикача зі струмом спрацювання 5А:

$$I_{y.p.MC3} \geq (6 \dots 6,5)A. \quad (4.7)$$

Струм первинного кола спрацювання захисту (уточнене значення):

$$I'_{cn.MC3} = I_{y.p.MC3} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}. \quad (4.8)$$

Вибраний захист перевіряють на чутливість до струму к.з. в кінці зони захисту (надійність спрацювання). Для цього визначають коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{q.MC3} = \frac{I_{\kappa.min}}{I'_{cn.MC3}}, \quad k_{q.MC3} = \frac{I_{\kappa.min} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot K_{mc}} \quad (4.9)$$

де $I_{\kappa.min}$ – струм двофазного к.з. $I_{\kappa}^{(2)}$ в кінці ділянки, що захищається, А;

В основній зоні дії захисту $k_q \geq 1,5$. Якщо МСЗ виконує функції резервного захисту, тоді $k_q \geq 1,2$.

Другим основним параметром МСЗ є витримка часу захисту. Для захистів із незалежною витримкою часу:

$$t_n \geq t_{n-1} + \Delta t, \quad (4.10)$$

де t_{n-1} – витримка часу попереднього захисту, с.

Δt – ступінь витримки часу, с.

Ступінь витримки часу для захистів із незалежною видержкою часу $\Delta t = 0,4 \dots 0,6$ с. Для захистів із залежною витримкою часу $\Delta t = 0,6$ с – для реле РТ-80 та $\Delta t = 0,7$ с для реле РТВ.

В радіальних мережах з одностороннім живленням селективність МСЗ забезпечується вибором відповідних витримок часу, які збільшуються у напрямку від споживача до джерела живлення.

Струмова відсічка лінії (СВ)

Струм спрацювання відсічки ПЛ 10 кВ вибирається за наступними умовами:

– струм спрацювання СВ повинен бути більшим за максимальний струм к.з. у місці підключення найближчого до РТП трансформатора 10/0,4 кВ:

$$I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{\kappa.max}, \quad (4.11)$$

де $I_{\kappa \max.}$ – максимальний струм к.з. ($I_{\kappa}^{(3)}$) у точці підключення найближчого до РТП трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ-40 $k_n = 1,2 \dots 1,3$; для реле РТ-80 і РТМ $k_n = 1,5 \dots 1,6$) [2 с.344; 3 с.309; 4 с. 337; 5 с. 268; 8 с.206; 9 с.231].

– струмова відсічка не повинна спрацювати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ, тобто

$$I_{\text{сн.СВ}} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4.12)$$

де $\sum S_{\text{н.тр}}$ – сумарна потужність трансформаторів ТП 10/0,4 кВ, що живляться від лінії 10 кВ, кВА.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою:

$$I_{\text{сн.р.СВ}} = \frac{I_{\text{сн.СВ}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{\text{мс}}}, \quad (4.13)$$

де $I_{\text{сн.СВ}}$ – найбільше із значень, що отримані за виразами (4.11) і (4.12).

Значення, отримане за виразом (4.13) округляємо до струму уставки $I_{\text{у.р.СВ}}$, А, обраного типу реле, за умови:

$$I_{\text{у.р.СВ}} \geq I_{\text{сн.р.СВ}}. \quad (4.14)$$

Тоді дійсне (уточнене) значення первинного струму спрацювання відсічки:

$$I'_{\text{с.в}} = I_{\text{у.р.СВ}} \cdot \frac{K_{\text{мс}}}{k_{\text{сх}}^{(3)}}. \quad (4.15)$$

Якщо захист реалізовано на реле типу РТ-80 (РТ-85, РТ-90) струм уставки реле відсічки не визначають, а знаходять кратність відсічки:

$$K_{\text{СВ}} = \frac{I_{\text{сн.р.СВ}}}{I_{\text{у.р.МСЗ}}}, \quad (4.16)$$

де $I_{\text{у.р.МСЗ}}$ – струм уставки МСЗ реле РТ-80 (РТ-85, РТ-90).

Кратність відсічки для реле типу РТ-80 може мати значення: 2, 4, 6, 8.

Чутливість відсічки (надійність спрацювання):

$$k_{ч.СВ} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I'_{сн.СВ}}, \quad k_{ч.СВ} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{у.р.СВ}} \cdot \frac{k_{сх.мін}}{K_{мс}} \quad (4.17)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ – струм к.з. у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (трифазне к.з.).

$k_{сх.мін}$ – мінімальне значення коефіцієнта схеми [Зс.302; 5с.265; 7с.303].

Згідно із [2, 3] для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч.СВ} \geq 1,2$.

Ефективність відсічки оцінюється зоною її дії, яка повинна становити не менш 15-20% довжини лінії від місця встановлення захисту.

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 338-348, 366; 3 с.300-311; 4 с.325-339; 5 с.263-274; 6 с.236-250; 7 с. 298-316; 8 с.204-212; 9 с.230-232; 10 с.170-173.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Призначення релейного захисту?
2. Які вимоги ставляться до релейного захисту обладнання?
3. Які типи реле застосовуються для релейного захисту?
4. Як класифікуються реле за способом включення в коло, що контролюється та за способом дії на вимикач?
5. Як захищаються повітряні лінії напругою 6...10 кВ від аварійних режимів?
6. Що таке максимальний струмовий захист обладнання?
7. Як забезпечується селективність МСЗ?
8. За якими параметрами вибирають струм спрацювання МСЗ повітряної лінії?
9. З якою метою визначають коефіцієнт чутливості захисту?
10. За якими параметрами перевіряють МСЗ лінії на чутливість?
11. Що таке струмова відсічка повітряної лінії?
12. За якими параметрами вибирають струм спрацювання СВ лінії?
13. Як забезпечується селективність дії струмової відсічки?
14. За якими параметрами перевіряють на чутливість СВ лінії?

Задача 4.1

Розрахувати максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ) повітряної лінії напругою 10 кВ. Максимальний робочий струм на головній ділянці лінії $I_{роб.маx} = 41,3$ А, найбільш потужна підстанція лінії $S_H = 160$ кВА, сумарна потужність трансформаторів ТП 10/0,4 $\sum S_{нтр} = 1320$ кВА. Параметри мережі наведено на рисунку 4.1.

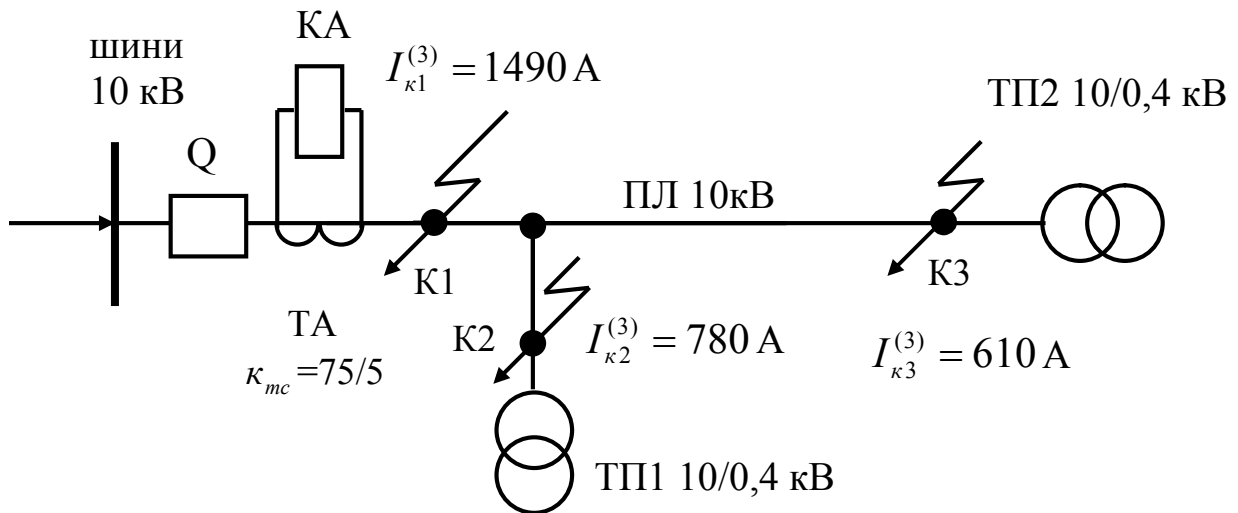


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

В якості основного захисту лінії приймаємо МСЗ.

Розрахунок параметрів МСЗ.

1. Приймаємо дворелейну схему МСЗ із з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку». Для захисту використовуємо струмові реле РТ-80/1.

2. Розраховуємо струм спрацювання захисту (МСЗ) за умовами:

$$а) \quad I_{сн.МСЗ} = \frac{k_H}{k_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.маx}$$

Приймаємо для реле РТ-80: $k_H = 1,2$; $k_{нов} = 0,8 \dots 0,85$. $k_{с.зан} = 1,2 \dots 1,3$.

$$I_{сн.МСЗ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,2 \cdot 41,3 = 74,3 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{сн.МСЗ} \geq 1,4 \cdot I_{н.в.(5)}$$

Для найпотужнішої ТП, що живиться від лінії 10 кВ, із $S_H = 160$ кВА: $I_{н.в.} = 20$ А, $I_{н.в.(5)} = 105$ А [2 с. 446].

$$I_{сн.МСЗ} = 1,4 \cdot 105 = 147 \text{ А.}$$

В якості струму спрацьовування МСЗ $I_{cn.MC3}$ вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.MC3} = 147 \text{ А.}$$

3. Визначаємо струм спрацьовування реле МСЗ:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}; \quad I_{cn.p.MC3} = \frac{147 \cdot 1}{75/5} = 9,8 \text{ А.}$$

4. Вибираємо уставку реле за умовою:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3} \cdot$$

Враховуючи, що в реле РТ-80/1 уставка може змінюватись в межах 4...10А, приймаємо: $I_{y.p.MC3} = 10 \text{ А.}$

6. Визначаємо уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{cn.MC3} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}; \quad I'_{cn.MC3} = 10 \cdot \frac{75/5}{1} = 150 \text{ А.}$$

Приймаємо до встановлення реле РТ 80/1 із $I_{y.p.MC3} = 10 \text{ А.}$

6. Виконуємо перевірку чутливості (надійності) МСЗ:

$$I_k^{(2)} = 0,866 I_k^{(3)}; \quad I_k^{(2)} = 0,866 \cdot 610 = 528 \text{ А.}$$

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{k.min.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot K_{mc}}; \quad k_{ч.MC3} = \frac{528 \cdot 1}{10 \cdot 75/5} = 3,5 > 1,5$$

Умова виконується. Обраний захист забезпечує необхідну чутливість. В якості додаткового захисту лінії 10 кВ приймаємо СВ.

Виконуємо розрахунок параметрів струмової відсічки.

1. Розраховуємо струм спрацьовування відсічки за умовами:

$$\text{а) } I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{k \max}, \quad I_{cn.CB} \geq 1,5 \cdot 780 = 1170 \text{ А.}$$

$$\text{б) } I_{cn.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad I_{cn.CB} \geq \frac{4 \cdot 1320}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 290,7 \text{ А.}$$

В якості струму спрацьовування відсічки вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.CB} = 1170 \text{ А.}$$

2. Визначаємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{cn.p.CB} = \frac{I_{cn.CB} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad I_{cn.p.CB} = \frac{1170 \cdot 1}{75/5} = 78 \text{ А.}$$

3. Визначаємо кратність відсічки (для реле РТ-80):

$$K_{CB} = \frac{I_{cn.p.CB}}{I_{y.p.MC3}}, \quad K_{відс} = \frac{78}{10} = 7,8.$$

Умова виконується, так як кратність відсічки для реле типу РТ-80 може мати значення: 2, 4, 6, 8. Приймаємо $K_{CB} = 8$.

4. Визначаємо уточнений струм спрацьовування реле СВ:

$$I'_{cn.p.CB} = I_{y.p.MC3} \cdot K_{CB}; \quad I'_{cn.p.CB} = 10 \cdot 8 = 80 \text{ А.}$$

4. Дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{K_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{K_{cx}}. \quad I'_{cn.CB} = \frac{75/5 \cdot 80}{1} = 1200 \text{ А.}$$

6. Виконуємо перевірку струмової відсічки на чутливість:

$$k_{ч.CB} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{y.p.CB}} \cdot \frac{K_{cx.max}}{K_{mc}}; \quad k_{ч.CB} = \frac{1490}{80} \cdot \frac{1}{75/5} = 1,24.$$

Для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч.CB} \geq 1,2$.

$1,24 > 1,2$ умова виконується.

Остаточно приймаємо в якості додаткового захисту лінії струмову відсічку із розрахованими параметрами.

Задача 4.2 (самостійно)

Розрахувати максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ) повітряної лінії напругою 10 кВ (рисунок 4.2). Параметри електричної мережі за варіантами наведено в таблиці 4.1.

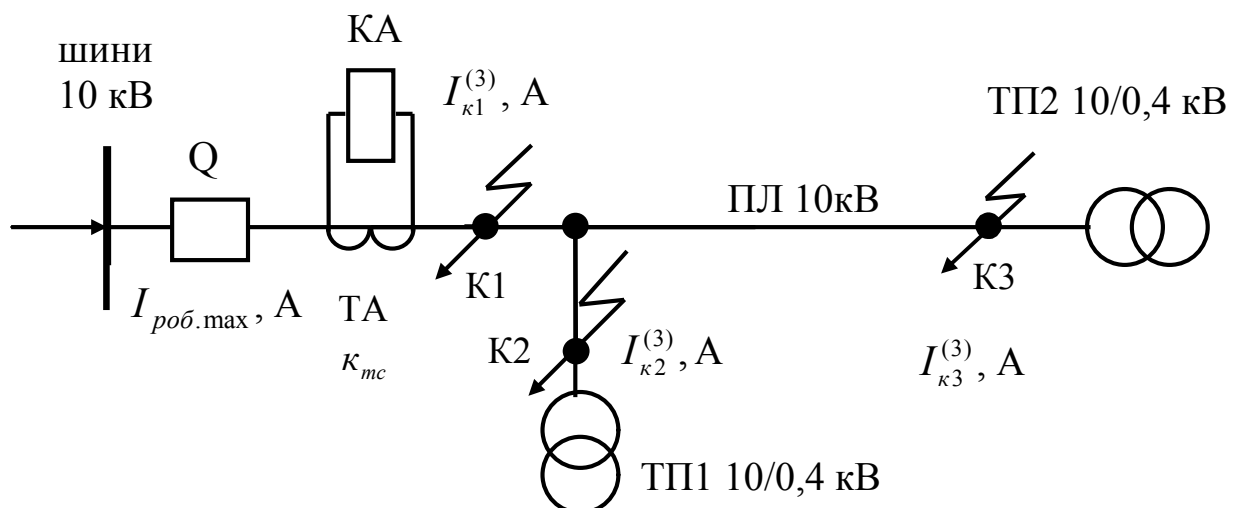


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ

Таблиця 4.1 – Параметри електричної мережі 10 кВ

Варіант	$I_{роб.маx}$, А	$I_{к1}^{(3)}$, А	$I_{к2}^{(3)}$, А	$I_{к3}^{(3)}$, А	$\sum S_{нтр}$, кВА	$S_{н.маx}$, кВА	$K_{мс}$
1	20,5	1590	720	420	1320	160	50/5
2	70,1	2150	980	580	1720	100	100/5
3	23,8	2000	890	610	1883	160	50/5
4	68,1	2310	870	520	1820	250	100/5
5	22,2	1780	630	390	2120	160	50/5
6	66,3	2460	890	480	2170	100	100/5
7	38,9	2890	1030	630	2145	160	75/5
8	65,0	2620	920	700	2393	100	100/5
9	18,4	3270	1050	740	2280	160	30/5
10	19,3	3100	1010	800	2145	250	50/5
11	63,2	3430	1580	570	1360	160	100/5
12	24,7	1610	1100	400	1760	100	50/5
13	60,4	2170	970	560	1883	160	75/5
14	26,1	2030	870	620	1820	100	50/5
15	58,2	2340	890	510	2120	160	75/5
16	28,3	1790	880	370	2170	250	50/5
17	55,4	2480	690	460	19700	160	75/5
18	30,2	2890	1200	610	2355	100	50/5
19	50,4	2640	1300	710	2343	160	75/5
20	33,1	3290	1610	640	2160	100	50/5
21	52,6	3120	170	780	1445	160	100/5
22	35,8	3480	150	550	1880	250	50/5

ЗАНЯТТЯ 5

Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета заняття: Навчитися розраховувати параметри релейного захисту силових трансформаторів підстанцій напругою 35(110)/10 (6) кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

До основних пошкоджень силових трансформаторів напругою 35(110)/10(6) кВ відносять: трифазні і двофазні к.з. між обмотками у середині баку трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток; однофазні замикання обмотки або її зовнішнього виводу на корпус трансформатора, тобто на землю; двофазні к.з. на землю (для трансформаторів, що працюють в мережі з глухо заземленою нейтраллю); замикання між витками однієї фази обмотки (виткові) та ін.

Одним із слабких місць трансформаторів є ізоляція обмоток, яка виходить із ладу при пошкодженнях та при аварійних режимах їх роботи.

Для захисту силових трансформаторів напругою 10(6)/0,4 кВ потужністю до 630 кВА та деяких трансформаторів напругою 35/10(6) кВ потужністю до 1000 кВА використовують плавкі запобіжники. На всіх інших трансформаторах для захисту від внутрішніх к.з. в якості основного захисту встановлюють струмову відсічку без витримки часу (при потужності до 6300 кВА) або диференціальний струмовий захист (для трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище).

Для захисту від усіх видів пошкоджень всередині баку та від зниження рівня масла трансформаторів із $S_n \geq 6300$ кВА (допускається також для трансформаторів $S_n = 1000 \dots 4000$ кВА) застосовують газовий захист.

Для захисту від зовнішніх к.з. застосовують МСЗ, який виконує також функцію резервного захисту трансформатора при відмові інших захистів.

Захист від струмів перевантаження виконують у вигляді МСЗ в одній фазі. Як правило, він діє на сигнал із відповідною витримкою часу.

Струмова відсічка трансформаторів

Захист силових трансформаторів виконують двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої ви-

бирається більшим від максимального струму зовнішнього короткого замикання за трансформатором (на шинах нижчої напруги):

$$I_{сп.СВ} \geq k_n \cdot I_{к.мах.зовн.}^{(3)} \quad (5.1)$$

де $I_{к.мах.зовн.}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором, приведений до сторони живлення, А;

k_n – коефіцієнт надійності; для реле РТ-40 $k_n = 1,3 \dots 1,4$; для реле РТ-80 та РТМ – $k_n = 1,6$.

$$I_{к.мах.зовн.}^{(3)} = I_{к.(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (5.2)$$

де $I_{к.(нн)}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором зі сторони нижчої напруги, А;

$U_{н.(нн)}$ – номінальна напруга трансформатора з нижчої сторони, В;

$U_{н.(вн)}$ – номінальна напруга трансформатора з вищої сторони, В;

Окрім того, струмову відсічку трансформатора необхідно відстроювати від кидків струму намагнічування:

$$I_{сп.СВ} \geq I_{нам} \quad (5.3)$$

$$I_{нам} = (3 \dots 5) I_{н.тр}$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування трансформатора, А

$I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.тр(вн)}}, \quad (5.4)$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, що захищається, А.

Струм спрацьовування реле відсічки трансформатора визначається за виразом:

$$I_{cn.p.CB.} = \frac{I_{cn.CB.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}},$$

де $I_{cn.CB.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (5.1) та (5.3).

Уставка струму спрацьовування реле відсічки (4.14):

$$I_{y.p.CB.} \geq I_{cn.p.CB.}$$

Струм спрацьовування відсічки трансформатора (уточнений первинний струм відсічки) (4.16):

$$I'_{cn.CB.} = I_{y.p.CB.} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$k_{ч.CB.} = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{cn.CB.тр}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{y.p.CB.}} \cdot \frac{k_{cx \min.}}{K_{mc}}, \quad (5.5)$$

де $I_{\kappa \min}$ – мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення відсічки (струм двофазного к.з., $I_{\kappa}^{(2)}$), А.

Чутливість першого ступеня вважається достатньою, якщо $k_{ч} \geq 2$ при короткому замиканні на стороні вищої напруги трансформатора.

Максимальний струмовий захист трансформаторів

Другим ступенем захисту трансформатора є максимальний струмовий захист (МСЗ), струм спрацьовування якого вибирають за максимальним робочим струмом трансформатора $I_{роб. \max}$, аналогічно як і для МСЗ повітряної лінії:

$$I_{cn.MCЗ.} = \frac{k_H}{K_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб. \max}. \quad (5.6)$$

Витримку часу МСЗ узгоджують з витримкою часу захистів приєднань, що відходять від трансформатора (повітряних ліній):

$$t_{mp} \geq t_{ПЛ} + \Delta t, \quad (5.7)$$

де $t_{ПЛ}$ – найбільша витримка часу захисту приєднаних до трансформатора повітряних ліній, с.

Струм спрацьовування реле МСЗ трансформатора:

$$I_{сп.р.МСЗ} = \frac{I_{сп.МСЗ} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}$$

Уставка струму спрацьовування реле МСЗ:

$$I_{у.р.МСЗ} \geq I_{сп.р.МСЗ}$$

Чутливість МСЗ перевіряється за струмом при короткому замиканні з боку нижчої напруги:

$$k_{ч.МСЗ} = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{сп.МСЗ}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{у.р. МСЗ}} \cdot \frac{k_{cx}}{K_{mc}} \quad (5.8)$$

де $I_{\kappa \min}$ – мінімальне значення струму к.з. (струм двофазного к.з. на шинах нижчої напруги трансформатора, $I_{\kappa}^{(2)}$), А.

Робота цього захисту як резервного перевіряється при короткому замиканні в кінці елементів, приєднаних до шин нижчої напруги трансформатора (при цьому бажано мати $k_{ч} \geq 1,5$).

На знижувальних трансформаторах 35...110/6...10 кВ частіше за все використовують два комплекти МСЗ – один на стороні живлення, другий, із меншою витримкою часу, – зі сторони вводу 10 кВ. Допускається встановлювати один захист зі сторони живлення трансформатора із двома витримками часу – із меншою на відключення вимикача вводу 10 кВ.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора вибирають аналогічно як і для МСЗ ліній. В даному випадку на стороні живлення приймають час

спрацьовування захисту на ступінь більшим у порівнянні із часом захисту вводу 10 кВ.

Для захисту трансформаторів не рекомендується використовувати схему з'єднання трансформаторів струму за схемою на різницю струмів двох фаз, так як за певних умов схема може не спрацювати взагалі.

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 359-360; 3 с.314-320; 4 с.348-350; 5 с.274-278; 6 с.250-255; 7 с. 316-330; 8 с.204-212; 9 с.228-232; 10 с.168-170.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Призначення релейного захисту?
2. Які вимоги ставляться до релейного захисту?
3. Які типи реле застосовуються для релейного захисту?
4. Перелічить основні види пошкоджень трансформаторів.
5. Які аварійні режими виникають при роботі силових трансформаторів?
6. Як захищаються силові трансформатори від аварійних режимів?
7. Що таке струмова відсічка трансформатора і як вона реалізується?
8. Як вибирають параметри спрацювання струмової відсічки трансформатора?
9. Що таке максимальний струмовий захист трансформатора і як він реалізується?
10. Як вибирають параметри спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
11. Як вибирають параметри спрацювання захисту трансформатора від перевантаження?
12. Який захист і чому є основним для силового трансформатора?
13. З якою метою визначають коефіцієнт чутливості захисту?

14. Призначення і принцип дії газового захисту?

ЗАДАЧА 5.1

Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист трансформатора напругою 110/11 кВ (рисунок 5.1). Потужність трансформатора $S_{н.мп} = 4000$ кВА. Вихідні дані для розрахунку наведені на рисунку 5.1.

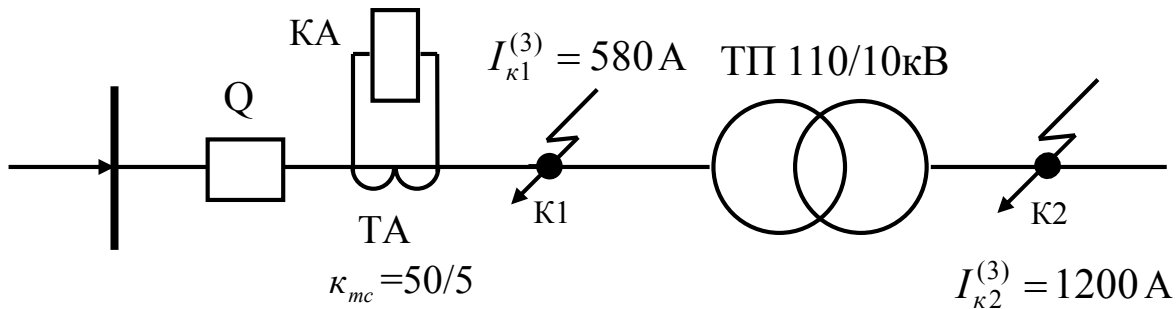


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Приймаємо дворелейну схему захисту зі з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку» ($k_{cx} = 1$) із реле РТ – 40 (рисунок 5.1).
2. Вибираємо розрахункову точку к.з. – зовнішнє к.з. у точці **K1**.
3. Визначаємо максимальний струм з боку встановлення відсічки при зовнішньому короткому замиканні:

$$I_{к.макс.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}. \quad I_{к.зовн.} = \frac{1200}{110/11} = 120 \text{ А.}$$

4. Вибираємо струм спрацьовування захисту. Він повинен відстроюватися від зовнішніх к.з. та з урахуванням можливих кидків струму намагнічування:

$$а) \quad I_{сп.СВ} = k_n \cdot I_{к.зовн.}. \quad I_{сп.СВ} = 1,3 \cdot 120 = 156 \text{ А};$$

$$б) \quad I_{сп.СВ} = (3 \dots 4) \cdot I_{н.мп}; \quad I_{сп.СВ} = 4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ А.}$$

Для подальших розрахунків приймаємо $I_{сп.СВ} = 156 \text{ А.}$

5. Вибираємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{сп.р.СВ} = \frac{I_{сп.СВ} \cdot K_{cx.max}}{K_{mc}}; \quad I_{сп.р.СВ} = \frac{156}{50/5} = 15,6 \text{ А.}$$

Обираємо уставку та виконання реле. Реле РТ – 40/20. Приймаємо уставку $I_{y.p.CB} = 16 \text{ А}$. З'єднання обмоток реле – паралельне.

6. Уточнене значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{k_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{k_{cx}}. \quad I'_{cn.CB} = \frac{10 \cdot 16}{1} = 160 \text{ А}.$$

7. Виконуємо перевірку чутливості захисту. Перевіряємо чутливість відсічки за струмом при к.з. у місці встановлення захисту:

$$k_{q/CB} = \frac{I_{K \min}}{I'_{cn.CB}} = \frac{I_{K2}^{(3)} \cdot k_{cx..min}}{k_{mc} \cdot I_{y.p.CB}}. \quad k_q = \frac{580 \cdot 1}{50/5 \cdot 16} = 3,6$$

$$3,6 > k_{q.don.} = 2.$$

Умова виконується.

ЗАДАЧА 5.2 (самостійно)

Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист силового трансформатора напругою 35/10 кВ (рисунок 5.2). Потужність трансформатора $S_{нтр}$, кВА, струм трифазного к.з. в точці К1 $I_{K1}^{(3)}$, А, струм трифазного к.з. в точці К2 $I_{K2}^{(3)}$, А. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 5.1.

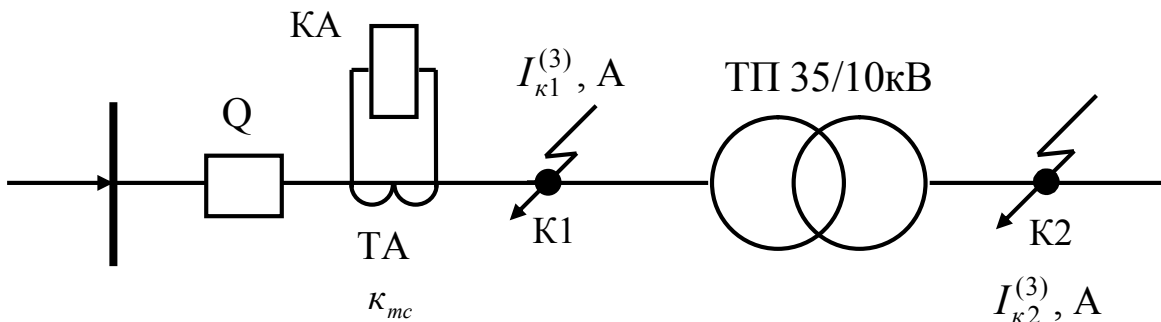


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{нтр}$, кВА	$I_{к1}^{(3)}$, А	$I_{к2}^{(3)}$, А	K_{mc}
1	1000	1400	4300	30/5
2	1600	1200	3800	50/5
3	2500	1000	3300	75/5
4	4000	950	2500	100/5
5	6300	810	1900	150/5
6	10000	720	1100	200/5
7	1000	1500	4850	50/5
8	1600	1300	4110	30/5
9	2500	1100	3800	50/5
10	4000	1150	2700	75/5
11	6300	910	2100	100/5
12	10000	820	1400	150/5
13	1000	1500	4100	30/5
14	1600	1350	3600	50/5
15	2500	1230	3000	75/5
16	4000	970	2200	100/5
17	6300	890	1700	150/5
18	10000	780	9000	200/5
19	1000	1350	3700	30/5
20	1600	920	2650	50/5
21	2500	1070	1350	75/5
22	4000	900	1200	100/5

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
2. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

Додаток А

Таблиця А.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ

Номінальний переріз, мм ²	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номінальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
А						
16	5,1	7	1,70	1,800	2,87	43
25	6,4	7	2,13	1,140	4,29	68
35	7,2	7	2,50	0,830	5,86	94
50	9,0	7	3,00	0,585	8,46	135
70	10,7	7	3,55	0,418	11,5	189
95	12,3	19	4,10	0,315	14,9	252
120	14,0	19	2,80	0,251	20,0	321
150	15,8	19	3,15	0,197	24,6	406
185	17,5	19	3,50	0,161	30,4	502
240	20,0	19	4,00	0,123	38,6	655
300	22,1	37	3,15	0,102	47,9	794
400	25,6	37	3,66	0,075	63,9	1072
АН						
16	5,1	7	1,70	1,980	3,55	43
25	6,4	7	2,13	1,280	5,11	68
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця А.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм ²	Переріз, мм ²		Діаметр, мм		Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
	алюмінію	сталі	проводу	сталого осердя			
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12,7	149
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16,32	194
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22,98	274
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93,25	755
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31,85	384
95/141	91	141,0	19,8	15,4	0,316	174,9	1357
120/19*	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40,64	471
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45,00	554
150/24*	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51,08	599
185/29*	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60,81	728
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76,52	846
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74,09	921
240/39*	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80,13	952
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97,78	1106
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89,35	1132
300/48*	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99,69	1186
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121,9	1313
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89,10	1261

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця А.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км

D_{cp} , мм	Переріз проводів в мм ²						
	25	35	50	70	95	120	150
400	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	–	–
600	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292	0,287
1000	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,305
1250	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,319
1500	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349	0,333
2000	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,344
2500	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,363
3500	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,377

Додаток Б

Таблиця Б.1 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Опори $z_m^{(1)}$, приведені до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
ТМ	25	3,60
ТМ	40	2,58
ТМ	63	1,63
ТМ	100	1,07
ТМ	160	0,70
ТМ	250	0,43
ТМ	400	0,318
ТМ	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	250	0,473
ТМФ	400	0,352
ТМФ	630	0,273

Додаток В

Таблиця В.1 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП

Номинальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	7,5	1,45	5,0
40	3,85	10	2,31	7,5
63	6,06	16	3,64	10
100	9,62	20	5,77	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24,0	50	14,5	40 (32)
400	38,6	80	23,1	50
630	60,6	160	36,4	80

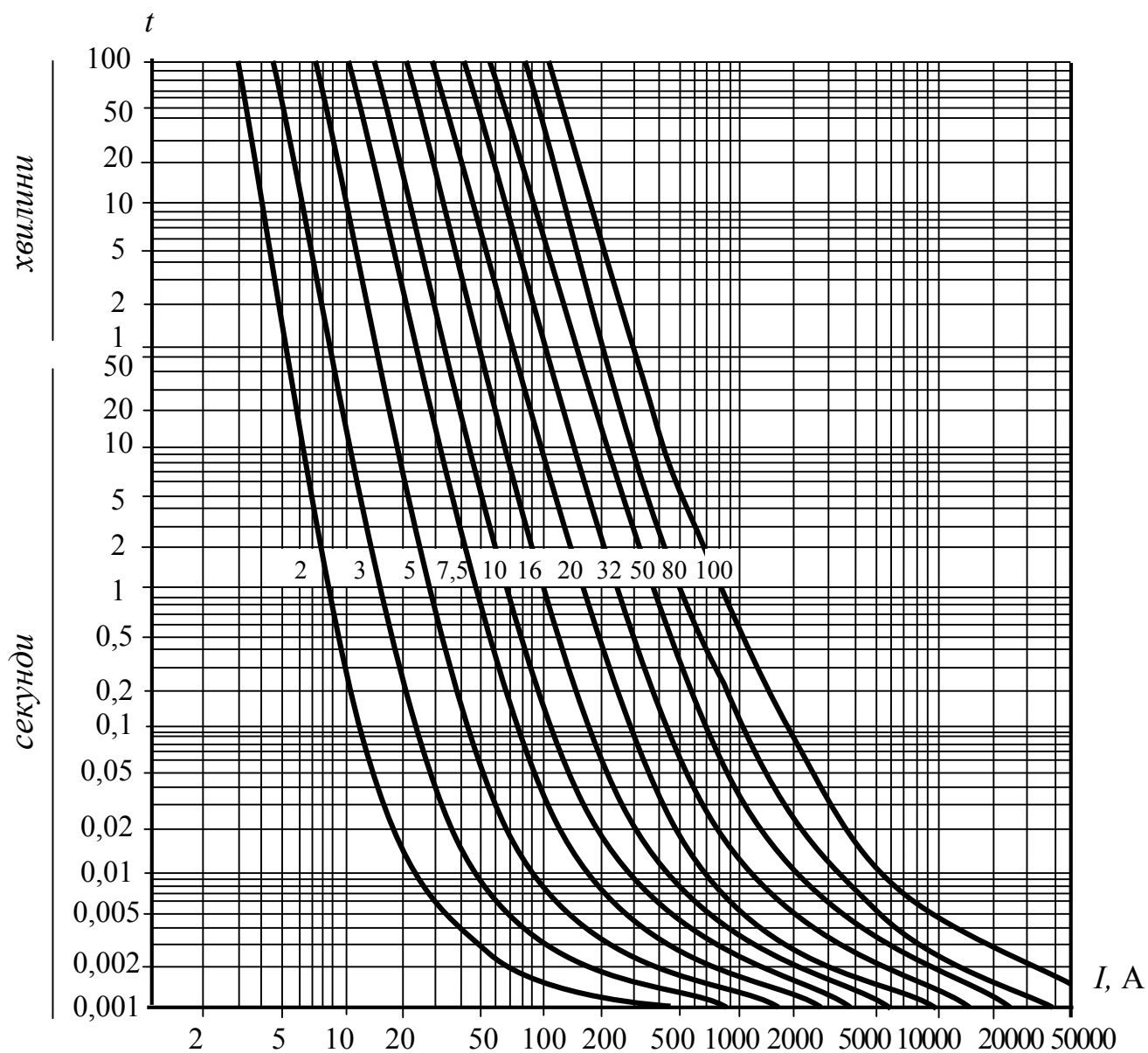


Рисунок В.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників типу ПКТ