

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет водного господарства та природокористування  
Навчально-науковий інститут автоматики, кібернетики  
та обчислювальної техніки  
Кафедра автоматизації, електротехнічних та комп'ютерно-інтегрованих  
технологій

**04-03-303М**

### **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

до виконання практичних робіт з навчальної дисципліни  
**«Електрична частина станцій та підстанцій»**  
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за освітньо-  
професійною програмою «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка» денної та заочної форми навчання

Рекомендовано науково-методичною  
радою з якості ННІАКОТ  
Протокол № 4 від 11.02.2021 р.

Методичні вказівки на виконання практичних робіт з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за освітньо-професійною програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форми навчання [Електронне видання] / Сірик Р. Є. – Рівне : НУВГП, 2021. – 91 с.

**Укладач:**

Сірик Р. Є., старший викладач кафедри автоматизації, електротехнічних та комп'ютерно-інтегрованих технологій.

**Відповідальний за випуск:**

Древецький В.В. доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри автоматизації, електротехнічних та комп'ютерно-інтегрованих технологій.

**Керівник групи забезпечення спеціальності 141 «Електроенергетика, електро-техніка та електромеханіка»:**

Василець С. В., доктор технічних наук, професор кафедри автоматизації, електротехнічних та комп'ютерно-інтегрованих технологій.

© Сірик Р. Є. 2021

© НУВГП 2021

## ЗМІСТ

1	Вступ.	4
	I півріччя	
	Практична робота №1.	
2	Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000 В.	6
	Практична робота №2.	
3	Тема: Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В	16
	Практична робота №3.	
4	Вибір електричних апаратів трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.	21
	Практична робота №4.	
5	Тема: Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.	28
	Практична робота №5.	
6	Тема: Вибір струмопровідних шин розподільних пристроїв.	38
	II півріччя	
	Практична робота №6.	
7	Розрахунок пристроїв заземлення трансформаторних підстанцій.	48
	Практична робота №7.	
8	Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі.	58
	Практична робота №8.	
9	Вибір схем розподільних пристроїв електростанцій.	65
	Практична робота №9.	
10	Розробка схем власних потреб електростанцій.	67
	Практична робота №10.	
11	Розрахунок параметрів релейного захисту силових трансформаторів.	71
	Практична робота №11.	
12	Розрахунок вітрогенератора.	77
	Практична робота №12.	
13	Електромагнітна сумісність. Розрахунок зони грозозахисту.	81
	Список літератури	90

## Вступ.

Електроенергетична галузь в Україні відіграє ключову роль в економічному розвитку держави. Електроенергетична складова присутня, практично, у всіх продуктах промисловості, сільського господарства, інтелектуальної сфери. Неможливо уявити будь – яку галузь народного господарства без цієї складової. Розвиток електроенергетичної галузі у значній мірі залежить від кваліфікації спеціалістів, котрі у них працюють. Спеціалісти повинні володіти основними теоретичними знаннями і вміти застосовувати ці знання у своїй практичній діяльності.

Метою практичних занять, що пропонуються у цій методиці, є закріплення знань, отриманих при вивченні теоретичного курсу «Електрична частина станцій і підстанцій», а, також, підготовка студентів до роботи по експлуатації електроустаткування електричних станцій і підстанцій, до виконання окремих частин проектів електричної частини цих об'єктів та до проведення досліджень, спрямованих на підвищення надійності роботи електрообладнання.

Завдання вивчення дисципліни[1]:

- освоєння студентами основного енергетичного обладнання електричних станцій і підстанцій;
- розвиток у майбутніх спеціалістів здатність виконувати роботи по проектуванню електростанцій та електропідстанцій;
- знайомлення з сучасними методами та правилами експлуатації електроустаткування електростанцій і підстанцій з використанням засобів обчислювальної техніки;
- розвиток у майбутніх спеціалістів здатність вести дослідження в галузі електроенергетики.

Теоретичною базою дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» є отримані раніше загальні знання з фізики, електротехніки, загальної енергетики та її історії. На базі цих знань формуються уявлення про сучасні системи електропостачання, про складові елементів електричних мереж та енергосистем, включаючи основне електрообладнання сучасних електростанцій та підстанцій.

При вивченні дисципліни студентами здійснюється освоєння знань, навичок та умінь з вибору електричного обладнання, підготовці вихідних даних для розрахунків і конструюванні електричного обладнання станцій і підстанцій, застосування знань у практичній діяльності, для проходження виробничої та переддипломної практик, написання випускної кваліфікаційної роботи.

На практичних заняттях кожному бакалавру видаються індивідуальні завдання, котрі виконуються як на заняттях, так і в поза аудиторний час. В ході підготовки до практичних занять, для більш глибокого засвоєння матеріалу, корисно розв'язувати задачі. Уміння розв'язувати задачі є одним з критеріїв засвоєння теоретичних знань. Також, доцільно дотримуватися таких рекомендацій:

1. Для підготовки до практичних занять використовуйте конспекти лекцій, підручники і навчальні посібники, зазначені в списку рекомендованої основної та додаткової літератури.
2. Прогляньте ті питання теорії, які висвітлюють обрану тему.
3. На практичних заняттях доцільно мати при собі конспекти лекцій, підручники та навчальні посібники.
4. При виконанні домашніх завдань уважно перегляньте рішення аналогічних завдань, що розглядалися на навчальних заняттях, осмисліть методи і методичні прийоми, що використовувалися при їх вирішенні.
5. Після засвоєння методики вирішення даного класу задач, приступайте до розв'язку задач.

При цьому бажано дотримуватися таких правил:

- розв'язок задач всіх розділів зручно починати з короткого запису умови, де необхідно відобразити не тільки дані числові значення, а й всі додаткові умови, котрі впливають із тексту завдання: незмінність або кратність будь-яких параметрів, їх граничні значення та умови, які визначаються змістом завдання;
- дуже важливо правильно поставити питання до задачі;
- треба перевірити, чи всі задані величини в задачі знаходяться в одній системі одиниць.
- обов'язково треба намалювати рисунок до задачі, на якому слід позначити ті параметри, котрі задані, а також, знайти ті параметри, які потрібні. Рисунки, в більшості випадків, значно спрощують процес розв'язку задач;
- необхідно обміркувати зміст завдання, з'ясувати, до якого розділу вона відноситься
- далі слід записати формули, що відповідають використуваним в завданні законами. Не слід відразу шукати невідому величину, потрібно перевірити, чи всі параметри у формулі відомі;
- розв'язок задачі найчастіше слід виконувати в загальному вигляді;
- після отримання розв'язку в загальному вигляді, потрібно перевірити розмірність отриманої величини. Для цього в формулу потрібно підставити не числа, а розмірності величин, що входять до неї. Відповідь повинна відповідати розмірності, котра обчислюється;
- після перевірки формули на розмірність слід підставити числові значення величин, що входять в неї і провести розрахунок;
- далі потрібно проаналізувати і сформулювати відповідь. Всі етапи цих розрахунків необхідно коротко відобразити в звіті.

При виконанні індивідуальних завдань слід звертатися до сайтів енергетичних компаній, користуватися електричними схемами електричних станцій та електричних мереж. Практичні заняття сприяють розвитку аналітичних і обчислювальних здібностей, формування компетенцій, на освоєння яких спрямована дисципліна «Електрична частина станцій і підстанцій».

## Практична робота №1.

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В.

Мета заняття: Навчитися розраховувати величини струмів короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000 В з використанням методів практичних та відносних одиниць.

#### 1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами в мережах з ізольованою нейтраллю, а в мережах із заземленою нейтраллю - замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід) [2]. 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, а, також, для вибору засобів обмеження струмів.

Для визначення максимальних струмів к. з. в заданих точках мережі приймаємо ряд припущень[3]:

- 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 таких точках:

- **точка К1** (шини 10 кВ РТП 35(110)/10 кВ) – для вибору та перевірки на термічну та електродинамічну стійкість високовольтного вимикача (масляного, вакуумного чи ін.), роз'єднувачів, шин, трансформаторів струму, а також для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання підстанції та лінії;
- **точка К2** (шини 10 кВ найближчої до районної підстанції споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту (струмової відсічки лінії);
- **точка К3** (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 К4** (шини 10 кВ віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку параметрів релейного захисту лінії 10 кВ.

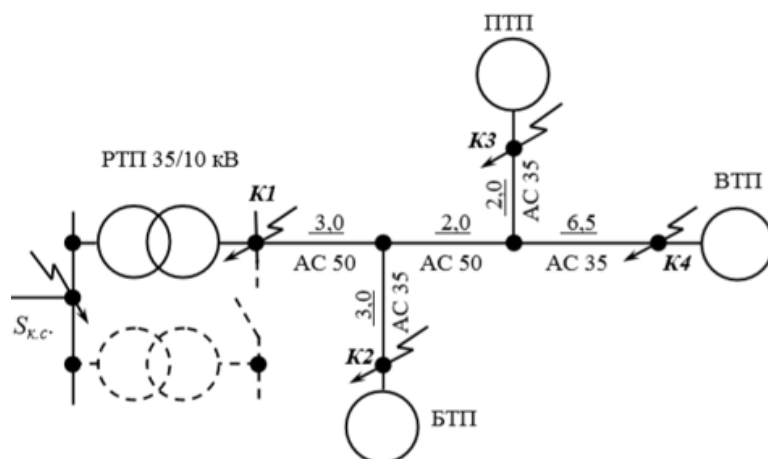


Рис. 1.1 Розрахункова схема електричної мережі.

При визначенні струмів к. з., використовуємо один із двох методів[4]:

1. Метод **практичних** (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах 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 такій 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 відносних 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  $r_{рез}$ ,  $x_r$ , – відповідно активний та реактивний результуючі опори 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:

$$U_{\delta} = 1,05 U_H$$

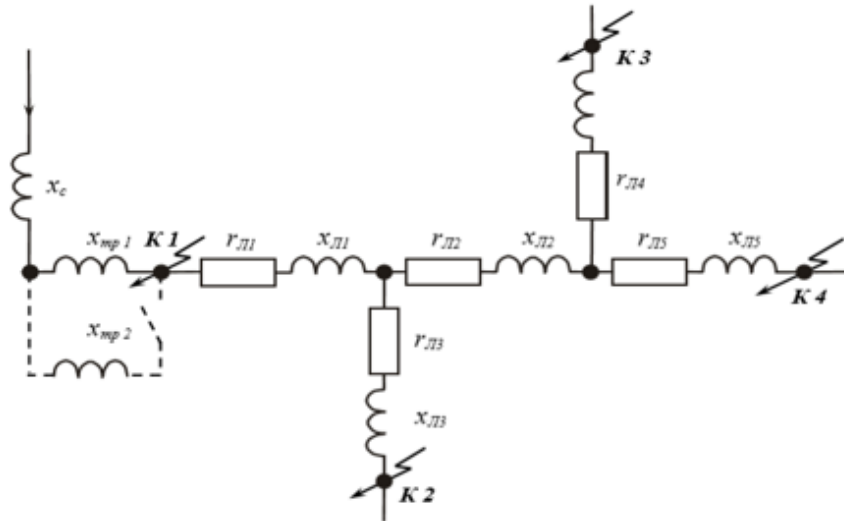


Рис. 1.2. Схема заміщення електричної мережі, приведеної на рис 1.1.

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях приведені до базисної напруги визначають за такими виразами:

– опір лінії:

$$r_{л(\delta)} = r_o \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{c.n}} \right)^2, \quad (1.3) \quad x_{л(\delta)} = x_o \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{c.n}} \right)^2, \quad (1.4)$$

де:

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

$l$  – довжина лінії, км;

$U_{c.n}$  – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ;

$$U_{\delta} = 1,05 U_H$$

– опір трансформатора:

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

де:

$U_k$  – напруга короткого замикання трансформатора, %;

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

- опір генератора:



$$x_{z(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.г}}, \quad (1.6)$$

де:  $x_{*d}''$  - індуктивний опір генератора у відносних одиницях;  
 $S_{н.г}$  - номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

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

де:

$\sum r_{(в)i}$  - сума активних опорів елементів мережі до точки к.з., Ом;

$\sum x_{(в)i}$  - 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 такими виразами:

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

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

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведеній до базисних умов визначають за такими виразами:

- опір лінії:

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

де  $U_{\delta i}$  - базисна напруга  $i$ -того ступеню мережі, кВ

- опір трансформатора:

$$x_{*тр(\delta)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}; \quad (1.14)$$

- опір генератора:

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

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні

базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(6)} = x \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (1.16)$$

де:

$S_{\delta}$  – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.

$$z_{*рез(6)} = \sqrt{(\sum r_{*(6)l})^2 + (\sum x_{*(6)l})^2}, \quad (1.17)$$

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:

$$x_{c(6)} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.18)$$

$$x_{c(6)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}}, \quad (1.19)$$

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

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

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(6)} = \frac{S_{\delta}}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.20)$$

$$x_{*c(6)} = \frac{I_{\delta}}{I_{к.с}^{(3)}}. \quad (1.21)$$

Струм трифазного к.з. визначається за такими виразами:

В практичних одиницях:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез(6)}}, \quad (1.22) \quad I_{к}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(6)}}. \quad (1.23)$$

У відносних одиницях:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{z_{*рез(6)}}, \quad (1.24) \quad I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез(6)}}. \quad (1.25)$$

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

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

де  $k_y$  – ударний коефіцієнт.

– при коротких замиканнях на шинах 35 і 10 кВ на підстанціях з напругою вищого ступеня 110 кВ і вище,  $k_y = 1,8$ .

– при коротких замиканнях на шинах 35 і 10 кВ на підстанціях з напругою вищого ступеня 35 кВ і вище,  $k_y = 1,5$ .

– при коротких замиканнях у розподільних мережах 10 кВ, на шинах 10 кВ споживчих підстанцій 10/0,04 кВ та в низьковольтних мережах 0,38/0,22 кВ,  $k_y = 1,0$ .

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

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

Для низьковольтних мереж 0,38/0,22 кВ,  $k_y = 1,0$ , тоді для таких мереж справедливо:

$$I_y^{(3)} = I_k^{(3)}$$

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

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

Потужність трифазного к.з. визначається за такими виразами:

– в практичних одиницях:

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_b \cdot I_k^{(3)}, \quad (1.29)$$

– у відносних одиницях:

$$S_k^{(3)} = \frac{S_b}{x_{*рез}(b)}. \quad (1.30)$$

## 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.

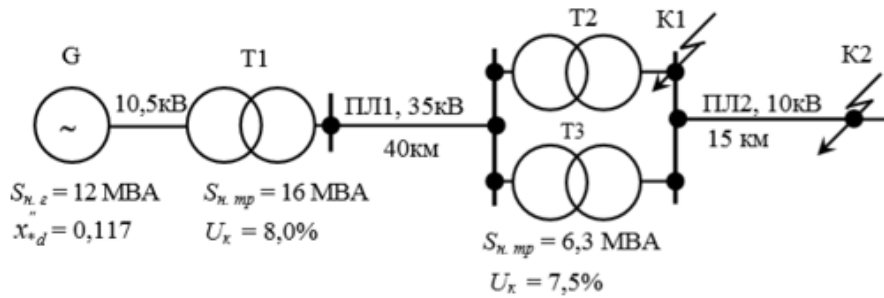


Рис. 1.3. Розрахункова схема електричної мережі.

Розв'язок задачі:

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

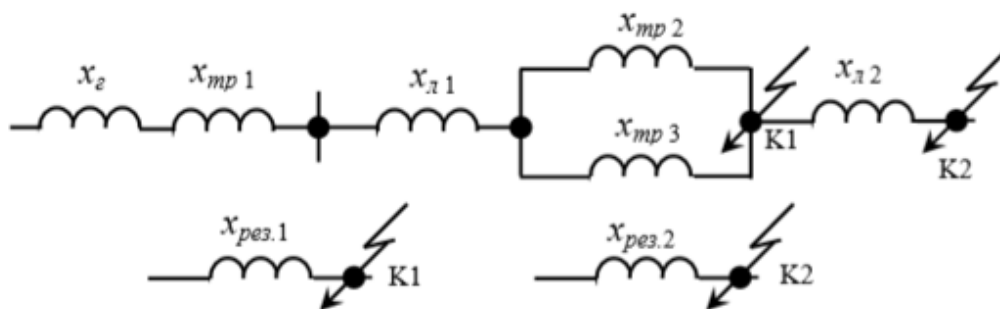


Рис.1.4. Еквівалентні схеми заміщення мережі.

Розрахунок в практичних одиницях.

Визначаємо базисну напругу:

$$U_{\delta} = 1,05 U_{н}, \quad U_{\delta} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Визначаємо опір елементів мережі, приведені до базисної напруги, у практичних одиницях:

Опір генератора:

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

Опір підвищувального трансформатора:

$$x_{мп(\delta)} = \frac{U_x \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нмп}}; \quad x_{мп1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії 35 кВ (ПЛ 1)

$$x_{л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{с.н}} \right)^2;$$

Приймаємо, що  $x_0 = 0,4$  Ом/км, тоді:

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

Опір знижувальних трансформаторів T2 та T3:

$$x_{мп2(\delta)} = x_{мп3(\delta)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії 10 кВ (ПЛ 2):

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

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1.

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

Так як ми знехтували активним опором проводів то приймаємо:

$$z_{рез.1(\delta)} = x_{рез.1(\delta)} = x_{з(\delta)} + x_{мп.1(\delta)} + x_{л.1(\delta)} + \frac{x_{мп.2(\delta)}}{2};$$

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

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

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

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1.

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\delta)}}; \quad I_{к1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,70 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2.

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність короткого замикання:

$$S_{к}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{к}^{(3)};$$

В точці К1.  $S_{к1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА.}$

В точці К2  $S_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА}$

### Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\delta 1} = 1,05 \cdot 35 = 37 \text{ кВ}; \quad U_{\delta 2} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 100 \text{ МВА.}$$

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

Опір генератора:

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

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*мп(\delta)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нмп}}; \quad x_{*мп1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50.$$

Опір повітряної лінії 35 кВ (ПЛ 1)

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

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*тр.2(б)} = x_{*тр.3(б)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Опір повітряної лінії 10 кВ (ПЛ 2):

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

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1.

$$z_{*рез1(б)} = x_{*рез1(б)} = x_{*з(б)} + x_{*тр1(б)} + x_{*л1(б)} \frac{x_{*тр2(б)}}{2};$$

$$x_{*рез1(б)} = 0,98 + 0,50 + 1,17 + \frac{1,19}{2} = 3,25.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{*рез2(б)} = x_{*рез1(б)} + x_{*л2(б)}; \quad x_{*рез2(б)} = 3,25 + 5,44 = 8,69.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1.

$$I_x^{(3)} = \frac{I_б}{x_{*рез.(б)}}; \quad I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} U_б}; \quad I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}. \quad I_{к1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,70 \text{ кА};$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2.

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА}.$$

7. Визначаємо потужність короткого замикання:

В точці К1.

$$S_{к1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА};$$

В точці К2

$$S_{к2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА}.$$

### 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  $F_2$ , мм<sup>2</sup>. РТП 35/10 кВ із  $n$  трансформаторами, потужністю  $S_{трн}$ , МВА, приєднана до системи електропостачання С, що має потужність к.з. . .  $S_{кз}$ , МВА, повітряною лінією 35 кВ довжиною  $l_1$ , км, що виконана проводом марки АС перерізом  $F_1$ , мм<sup>2</sup>. 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.

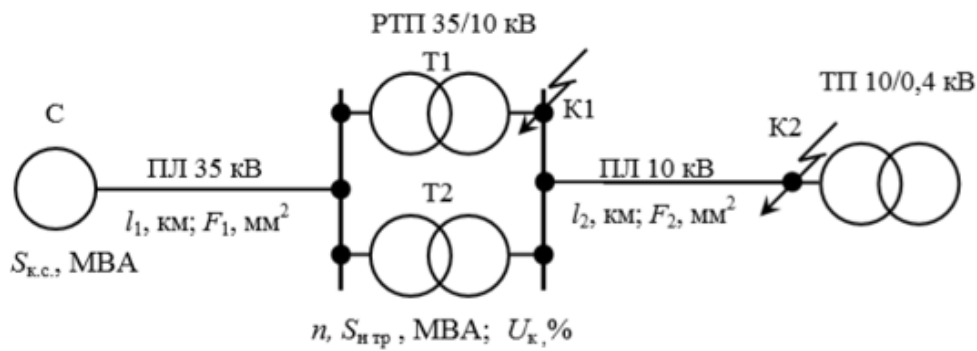


Рис. 1.5. Розрахункова схема мережі.

Таблиця 1.1.

Варіант	$S_{к.с.}, \text{MBA}$	$l_1, \text{км}$	$F_1, \text{мм}^2$	п. шт	$S_{н.тр.}, \text{MBA}$	$U_k, \%$	$l_2, \text{км}$	$F_2, \text{мм}^2$
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	5,0	АС -50
3	160	10,0	АС- 95	2	2,5	6,5	7,0	АС -70
4	190	4,0	АС- 70	1	6,3	7,5	4,0	АС-35
5	220	30	АС -120	2	4,0	6,5	10,0	АС -70
6	240	15	АС- 95	1	2,5	7,5	12,0	АС -70
7	280	20	АС- 95	2	6,3	7,5	6,0	АС -50
8	310	22	АС- 70	1	10,0	7,8	5,0	АС -50
9	340	25	АС -150	2	2,5	6,5	8,0	АС -50
10	370	30	АС-95	1	6,3	7,5	10,0	АС -70
11	390	15	АС 70	2	4,0	6,8	10,0	АС -70
12	420	20	АС 95	1	2,5	6,0	11,0	АС -70
13	450	10	АС 120	2	10,0	8,0	9,0	АС -50
14	480	25	АС 95	1	6,3	7,5	8,0	АС -50
15	350	20	АС -150	2	2,5	6,0	11,0	АС -70
16	310	28	АС -120	1	6,3	7,5	6,0	АС-35
17	270	22	АС 95	2	4,0	6,5	5,0	АС-35
18	500	12	АС 70	1	10,0	7,8	8,0	АС -50
19	420	30	АС -120	2	2,5	6,0	5,0	АС-35
20	370	22	АС -120	1	6,3	7,5	4,0	АС-35
21	320	30	АС -120	2	6,3	7,5	8,0	АС -50
22	450	15	АС-95	1	10,0	7,8	12,0	АС -70

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 2.

### Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ДО 1000 В.

Мета заняття: Навчитися розраховувати величини струмів короткого замикання в електричних мережах напругою до 1000 В (380 В).

#### I. ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ.

Електричні мережі напругою 380 В (0,4 кВ) виконуються із глухо заземленою нейтраллю. В таких мережах можуть виникати трифазні, двофазні та однофазні короткі замикання (к. з.) [3]. 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 [4]. 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. Результируючий 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 [3]:

$$Z_{тр.б.} = \frac{U_k \%}{100} * \frac{U_6^2}{S_{ном.тр.}}$$

Активний опір трансформатора визначаємо, користуючись виразом:

$$r_{тр(б)} = \frac{\Delta P_M}{S_{нтр}} \cdot \frac{U_6^2}{S_{нтр}}, \quad (2.1)$$

де:

$\Delta P_M$  – втрата потужності в обмотці трансформатора (втрата в «міді»), кВт.

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_{тр(б)} = x_{*тр(н)} \frac{U_6^2}{S_{нтр}} = \sqrt{\left(\frac{U_k \%}{100}\right)^2 - r_{*тр(н)}^2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{нтр}}, \quad (2.2)$$

або:

$$x_{тр(б)} = \sqrt{z_{тр(б)}^2 - r_{тр(б)}^2}. \quad (2.3)$$

Активний і реактивний опір лінії визначаємо за виразами (1.3)., (1.4.) Практична робота №1):

$$r_{л(б)} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_6}{U_{сн}}\right)^2, \quad x_{л(б)} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_6}{U_{сн}}\right)^2.$$

Струм трифазного к.з. в будь якій точці лінії 0,38 кВ визначається за допомогою виразу (1.22), Практична робота №1.



$$I_k^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{фаз.}(0)}}$$

Максимальний струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ підстанції 10(6)/0,4 кВ можна визначити за виразом:

$$I_k^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{\text{н.т.р.}}}{\sqrt{3} \cdot U_k \% \cdot U_\phi} = \frac{100}{U_k \%} \cdot I_{\text{н.т.р.}}, \quad (2.4)$$

де:

$I_{\text{н.т.р.}}$  – номінальний струм трансформатора, А.

Струм однофазного к.з. лінії 0,4 кВ можна визначити за формулою[4]:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_{\text{т.р.}}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{z_{\text{т.р.}}^{(1)}}{3} + z_n}, \quad (3.5)$$

де:

$U_\phi$  – фазна напруга мережі, В;

$Z_{\text{т.р.}}^{(1)}$  – повний опір тр-ра струму при замиканні на корпус, Ом;

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

Опір петлі «фаза-нуль» у загальному випадку складає:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + (x_{0\phi.i} + x_{0н.i} + x_{0\phi-н.i})^2}, \quad (3.6)$$

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

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

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

$l_i$  – довжина і-ї ділянки лінії, км.

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

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

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

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

Для проводів із кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним  $x_{0\phi-н.i} = 0,6$  Ом/км[3].

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 3.1). Визначити струм трифазного к.з. в точці К1 та струм однофазного к.з. в точці К3.

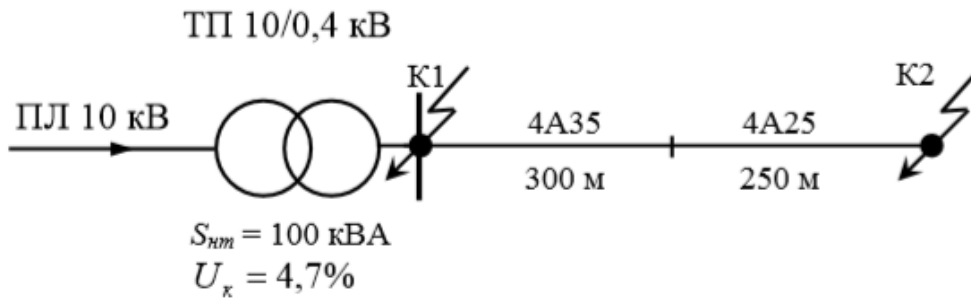


Рис. 2.1. Розрахункова схема мережі.

**РОЗВ'ЯЗАННЯ:** 1. За розрахунковою схемою (рисунок 2.1) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рисунок 2.2). Приймаємо, що  $Z_{л10} = 0$ .

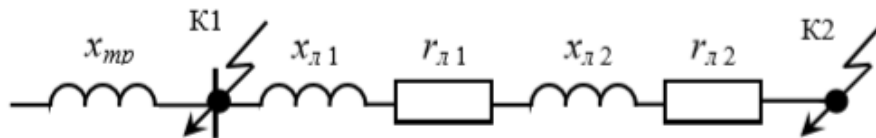


Рис. 2.2. Еквівалентна схема заміщення мережі.

2. Приймаємо базисну напругу:

$$U_б = 1,05 U_n \quad U_б = 1,05 * 0,38 = 0,4 \text{ кВ}$$

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

$$I_k^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{н\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_k \% \cdot U_б}; \quad I_k^{(3)} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,7 \cdot 400} = 3074,7 \text{ А.}$$

4. За технічними довідниками або за таблицею Д1 (Додаток Д2.1) знаходимо питомий опір проводу:

$$\text{А } 35 \quad r_0 = 0,83 \text{ Ом/км;}$$

$$\text{А } 25 \quad r_0 = 1,14 \text{ Ом/км;}$$

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

5. За технічними довідниками, або за таблицею Д2. (Додаток Д2.2). знаходимо повний опір трансформатора струму при замиканні на корпус:

$$Z_{тр.}^1 = 1,07 \text{ Ом}$$

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

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

$$Z_n = 0,3 \sqrt{(2 * 0,83)^2 + (0,6)^2} + 0,25 \sqrt{(2 * 1,14)^2 + 0,6^2} = 1,12 \text{ Ом}$$

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

$$I_k^1 = \frac{230}{\frac{Z_{мп}^{(1)}}{3} + Z_n}; \quad I_k^1 = \frac{230}{\frac{1,07}{3} + 1,112} = 147,6 \text{ А.}$$

Задача 3.2 (самостійно)

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ (рисунок 3.3) приєднана до шин 0,4 кВ споживчої ТП 10/0,4 кВ із  $n$  трансформаторами потужністю  $S_{н.тр.}$ , кВА. Опір системи невідомий.

Розрахувати максимальні та мінімальні значення струмів к. з. мережі 0,38 кВ в розрахункових точках. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 3.1.

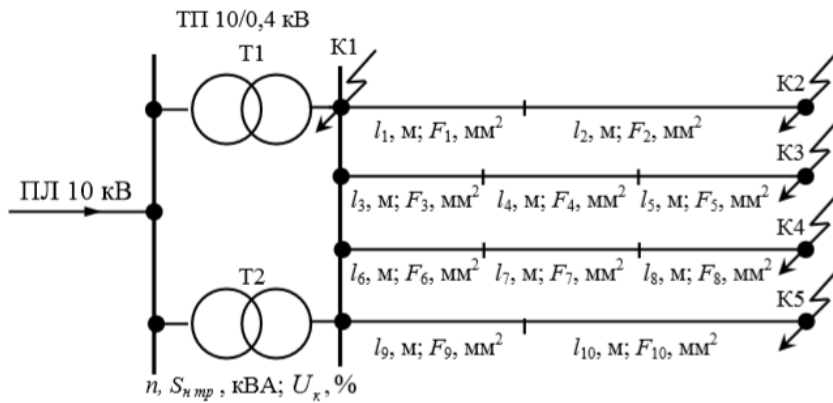


Рис. 2.3. Розрахункова схема мережі

Таблиця 2.1

Вихідні дані електричної мережі\*

Варіант I	п. шг	S <sub>н.тр.</sub>	Ділянки мережі																	
			1		2		3		4		5		6		7		8		9	
			l <sub>i</sub> , м	F <sub>1,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>2</sub> , м	F <sub>2,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>3</sub> , м	F <sub>3,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>4</sub> , м	F <sub>4,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>5</sub> , м	F <sub>5,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>6</sub> , м	F <sub>6,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>7</sub> , м	F <sub>7,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>8</sub> , м	F <sub>8,2</sub> , мм <sup>2</sup>	l <sub>9</sub> , м	F <sub>9,2</sub> , мм <sup>2</sup>
1	1	250	200	70	100	50	500	70	200	50	100	35	120	70	150	50	250	35	20	70
2	2	160	150	50	200	35	120	70	160	50	120	35	100	70	200	50	110	35	70	70
3	1	100	300	70	120	50	150	50	140	25	140	25	600	70	100	50	50	25	20	50
4	2	63	250	50	300	35	50	35	200	25	80	25	45	50	25	35	100	25	80	35
5	1	400	600	70	550	50	400	70	250	50	200	35	80	70	70	50	100	35	120	50
6	2	250	400	70	350	50	250	70	120	50	300	35	200	50	250	35	150	25	50	35
7	1	160	150	50	200	35	120	70	160	50	120	35	100	70	200	50	110	35	70	70
8	2	630	700	70		50	120	70		50		35		50		35		25		35
9	1	400	600	70	550	50	400	70	250	50	200	35	80	70	70	50	100	35	120	50
10	2	250	400	70	350	50	250	70	120	50	300	35	200	50	250	35	150	25	50	35
11	1	160	150	50	200	35	120	70	160	50	120	35	100	70	200	50	110	35	70	70

12	2	250	200	70	100	50	500	70	200	50	100	35	120	70	150	50	250	35	20	70
13	1	160	150	50	200	35	120	70	160	50	120	35	100	70	200	50	110	35	70	70
14	2	100	300	70	120	50	150	50	140	25	140	25	600	70	100	50	50	25	20	50
15	1	63	250	50	300	35	50	35	200	25	80	25	45	50	25	35	100	25	80	35
16	2	400	600	70	550	50	400	70	250	50	200	35	80	70	70	50	100	35	120	50
17	1	250	400	70	350	50	250	70	120	50	300	35	200	50	250	35	150	25	50	35
18	2	63	250	50	300	35	50	35	200	25	80	25	45	50	25	35	100	25	80	35
19	1	63	250	50	300	35	50	35	200	25	80	25	45	50	25	35	100	25	80	35
20	2	400	600	70	550	50	400	70	250	50	200	35	80	70	70	50	100	35	120	50

\*Примітка: Відрізок лінії  $l_{10}$  у розрахунках не враховувати.

### Додаток 2.1.

Таблиця Д.1

Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А.

Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номинальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 <sup>0</sup> 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

Повні опори трансформаторів струму при замиканні 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

**Практична робота №3.****Тема. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 10/0,4 кВ.**

Мета заняття: Навчитися вибирати електричні апарати для трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ та виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість

**1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ [2].**

Відповідно до Правил улаштування електроустановок, електричні апарати вибирають за каталогами за умовами їх роботи в нормальному режимі і перевіряють за режимом короткого замикання. Розрахунок максимальних робочих струмів (струмів тривалого режиму роботи) на ділянках мережі виконується за формулою:

$$I_{\text{роб. макс.}} = \frac{S_{\text{роб. макс.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}} \quad (3.1)$$

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

$U_{\text{н}}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Електричні апарати вибирають за такими параметрами[6]:

- 1) За місцем встановлення і конструктивним виконанням.

Апарати внутрішньої установки не можна використовувати на відкритих електроустановках.

- 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:

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

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

3) За номінальним струмом:

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

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

4) Захисні та комутаційні апарати, котрі призначені для відключення аварійних струмів, обов'язково, вибирають із урахуванням граничного струму або потужності відключення:

$$I_{н. відкл.} \geq I_{кз. макс.} \quad (3.4)$$

$$S_{н.відкл.} \geq S_{кз. макс.} \quad (3.5)$$

де:

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

$I_{кз. макс.}$  - максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА.

$S_{кз. макс.}$  - максимальна потужність к.з., кВА;

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

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ,  $I_{кз. макс.} = I_y^{(3)} = I_{кз}^{(3)}$

Якщо не виконувати цю вимогу, то електрична дуга не буде погашена, і, як наслідок, відбудеться пошкодження апарата із перекриттям усіх фаз електричною дугою. Для режиму короткого замикання електричні апарати перевіряються на динамічну і термічну стійкість. Апарати перевіряють шляхом порівняння:

1) Максимально допустимого струму апарату  $i_{max}$  з ударним струмом трифазного короткого замикання  $i_y^{(3)}$  (динамічна стійкість):

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

2) Номінального струму термічної стійкості апарату  $I_t$ , що гарантується заводом протягом часу  $t$ , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання

$$I_t^2 * t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 * t_{пр.} \quad (3.7)$$

$$t_{пр.} = t_3 + t_b \quad (3.8)$$

де  $t_{пр.}$  – приведений час короткого замикання, сек.

$t_3$  – витримка часу струмового захисту, сек.

$t_b$  – час відключення вимикача, сек.

Апарати, що використовуються в електроустановках невеликих споживачів, здебільшого мають значний запас як динамічної, так і за термічної стійкості[7].

**Трансформатори струму вибирають:**

- за конструкцією та родом установалення;
- номінальною напругою;
- номінальним первинним струмом;
- номінальним вторинним струмом;
- класом точності;
- номінальною потужністю вторинного кола.

В режимі короткого замикання трансформатори струму необхідно перевірити на динамічну і термічну стійкість Умови вибору трансформаторів струму наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Умови вибору трансформаторів струму.

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

$k_d$  – 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, котрі використовують для приєднання релейного захисту та вимірювальних приладів. Розрахункова потужність вторинного кола трансформатора струму  $S_{2розр.}$ , ВА, визначається виразом:

$$S_{2розр.} = \sum_{i=1}^n S_{прил.} + \frac{I_{2н.}^2 * R_{пров.} + I_{2н.}^2 * R_k}{2y} \quad (3.9)$$

де:

$\sum_{i=1}^n S_{прил.}$  – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (знаходимо за допомогою каталожних даних і технічних характеристик)

$I_{2н.}$  – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

$R_{пров.}$  – активний опір з'єднувальних проводів та кабелів, Ом;

$R_k$  – активний опір контактів, Ом (приймається для кола рівним 0,1 Ом).

#### Вибір високовольтних запобіжників[4].

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[6]:

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

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 (Рис 3.1), котра відходить від РТП 35/10 кВ, необхідно встановити:

- роз'єднувачі внутрішньої установки QS1 та QS2;
- високовольтний вимикач Q1 (вакуумний);
- трансформатори струму ТА1...ТА3 для живлення кіл обліку, вимірювальних приладів і релейного захисту.

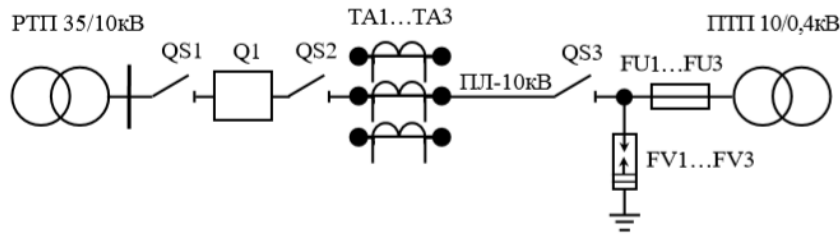


Рис. 3.1. Однолінійна схема електричної мережі напругою 10 кВ.

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 довідковій літературі. Чутливість апаратів захисту (автоматичних вимикачів) повинна відповідати таким умовам:

– Для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач:

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{відс.}}} \geq (1,25 \div 1,4) \quad (3.11)$$

1,25 – при  $I_{\text{н.ап.}} > 100 \text{ A}$ ;

$I_k^{(1)}$  – струм однофазного короткого замикання, А;

$I_{\text{відс.}}$  – струм відсічки автомата, А;

– Для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем та для запобіжників

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{н.р.}}} \geq 3; \quad \frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{н.в.}}} \geq 3, \quad (3.12)$$

де:  $I_{\text{н.р.}}$  – номінальний струм теплового розчіплювача, А;

$I_{\text{н.в.}}$  – номінальний струм плавкої вставки запобіжника, А.

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).

### Задача 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.



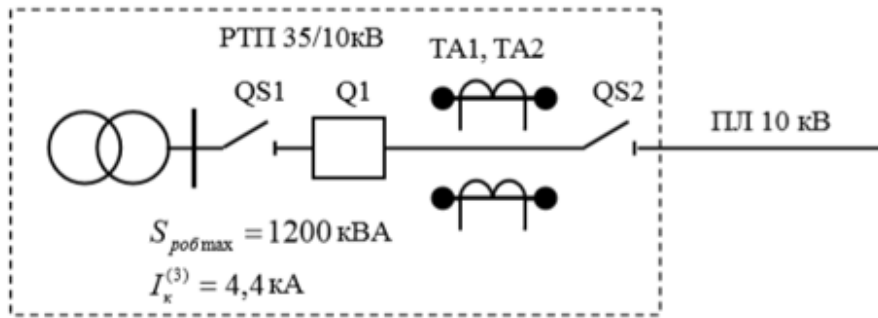


Рис. 3.2 Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ.

### РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії:

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

2. Розраховуємо ударний струм трифазного к.з.:

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

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

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

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

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

Таблиця 3.2

#### Вибір шинного роз'єднувача QS1.

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

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/630У3. Тип привода ПР-11.

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

Таблиця 6.3

## Вибір лінійного роз'єднувача QS2.

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

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
$U_{н.м} = 10\text{кВ}$	$U_{н.а} = 10\text{кВ}$	$U_{н.а} \geq U_{н.м}$	$10 = 10$
$I_{роб\max} = 66,1\text{А}$	$I_{н.а.} = 1000\text{А}$	$I_{н.а} \geq I_{роб\max}$	$1000 > 66,1$
$I_k^{(3)} = 4,4\text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20\text{ кА}$	$I_{н.відкл} \geq I_k^{(3)}$	$20 > 4,4$
$i_y^{(3)} = 6,2\text{ кА}$	$i_{\max} = 52\text{ кА}$	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{нр} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1\text{кА}^2\text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600\text{кА}^2\text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_{нр}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо вакуумний вимикач внутрішнього встановлення типу ВРС-10-20/630 УЗ з електромагнітним приводом.

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

Таблиця 3.5

## Вибір трансформаторів струму ТА1 та ТА2.

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

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, що відходить від РТП 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. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 3.6.

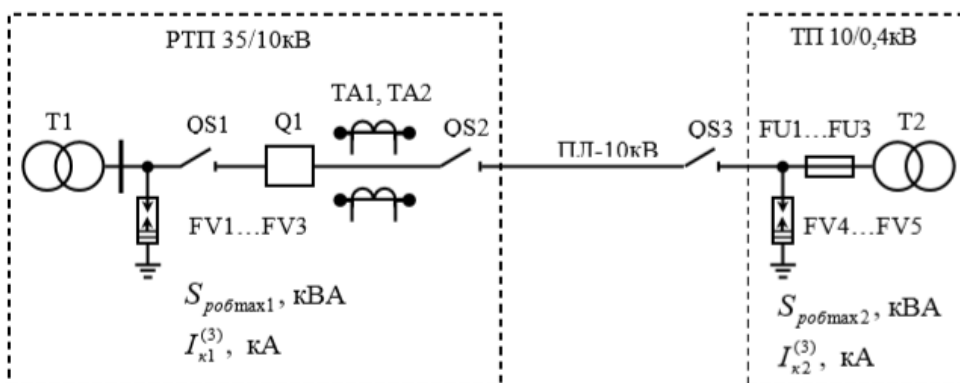


Рисунок 3.3. Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ.

Таблиця 3.6

Параметри мережі 10 кВ.

Варіант	$S_{роб. макс 1}, кВА$	$I_{к1}^{(3)}, кА$	$S_{роб. макс 2}, кВА$	$I_{к2}^{(3)}, кА$
1	820	5,5	660	0,63
2	950	5,8	880	0,82
3	1400	12,2	1100	1,1
4	880	5,4	680	0,8
5	580	3,8	440	0,65
6	630	5,0	500	0,7
7	1200	9,4	1000	0,9
8	1600	9,9	1500	1,2
9	400	2,2	300	0,42
10	250	2,1	160	0,38
11	960	6,1	630	0,85
12	440	4,2	250	0,45
13	580	3,6	400	0,51
14	630	5,1	400	0,68
15	1200	9,6	100	0,92
16	1600	9,8	1400	1,22
17	400	2,4	250	0,4
18	250	2,3	100	0,5
19	960	5,9	630	0,82
20	440	4,3	250	0,42
21	2500	12,0	2000	1,4

## Практична робота №4.

### Тема: Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

Мета заняття:

Навчитися виконувати вибір та перевірку вимірювальних трансформаторів підстанцій напругою 35(110-150)/10 та 10(6)/0,4 кВ, а, також, виконувати перевірку трансформаторів струму на термічну та динамічну стійкість.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ. Трансформатори струму вибираються[10]:

- за номінальною напругою;
- номінальним первинним струмом;
- номінальним вторинним струмом;
- класом точності;
- номінальною потужністю(навантаженням) вторинного кола;
- конструкцією;
- способом установки.

В режимі короткого замикання необхідно перевірити трансформатор струму на динамічну та термічну стійкість. Умови вибору приведені в таблиці 4.1. Трансформатори струму, котрі призначені для релейного захисту додатково перевіряють на 10% похибку. Силкові трансформатори і багатооб'ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які можуть використовуватися для приєднання релейного захисту.

Умовою вибору трансформатора струму за потужністю є:

$$S_{2н} \geq S_{2р} \quad 4.1.$$

де:

$S_{2н}$  – номінальна потужність трансформатора струму, В·А;

$S_{2р}$  – розрахункова потужність вторинного кола трансформатора, В·А;

$$S_{2р} = \sum_{i=1}^n S_{\text{прил.}} + I_{2н}^2 * R_{\text{пров.}} + I_{2н}^2 * R_{\text{к.}} \quad 4.2$$

де:

$S_{\text{прил.}}$  – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (знаходимо у каталогах та довідниках);

$I_{2н}^2$  - номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

$R_{\text{пров.}}$  - активний опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{\text{к.}}$  – активний опір контактів, Ом (як правило, приймається для всього кола рівним 0,1 Ом).

Допустимий опір з'єднувальних проводів можна знайти з виразу (4.3), якщо припустити що розрахункова потужність  $S_{р}$  дорівнює номінальній вторинній потужності  $S_{2н}$  трансформатора струму:

$$R_{\text{дпров}} = \frac{S_{2н} - \left( \sum_{i=1}^n S_{\text{прил.}} + I_{2н}^2 R_{\text{к.}} \right)}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left( \sum_{i=1}^n Z_{\text{прил.}} + R_{\text{к.}} \right) \quad (4.3)$$

де  $Z_{2н}$  – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n Z_{\text{прил.}}$  – сумарний повний опір підключених до трансформатора приладів, Ом.

Мінімально допустимий переріз з'єднувальних проводів визначимо за формулою:

$$F_{д. пров.} = \frac{\rho l k_{сх.}}{R_{д. пров}} \quad (4.4)$$

де:

$\rho$  – питомий опір матеріалу проводів, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l$  – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від трансформатора струму до вимірювального приладу), м;

$k_{сх}$  – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів або реле (див. рисунок 4.1); для одного трансформатора  $k_{сх}=2$ ; для схеми повної зірки  $k_{сх}=1$ ; для неповної зірки  $k_{сх}=\sqrt{3}$ /

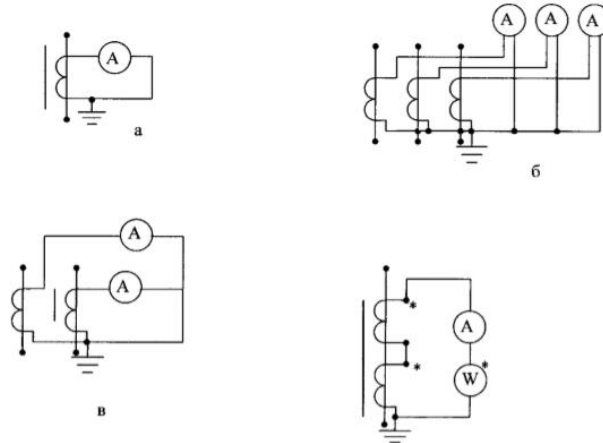


Рис.4.1. Схеми вмикання вимірювальних приладів з трансформаторами струму.

а – при одному трансформаторі струму; б – схема повної зірки; в – схема неповної зірки; г – послідовне з'єднання трансформаторів струму

За результатами розрахунку обирається стандартний переріз проводу  $F_{в.пров.}$  згідно умови:

$$F_{в.пров.} \geq F_{д. пров.} \quad (4.5)$$

При виборі проводів необхідно враховувати, що їх мінімальний переріз приймається: для міді – 2,5 мм<sup>2</sup>, для алюмінію – 4 мм<sup>2</sup>. Перевірку трансформатора струму на динамічну і термічну стійкість проводять, з урахуванням коефіцієнта кратності струму динамічної стійкості  $k_{di}$  односекундного струму термічної стійкості  $k_t$ .

Таблиця 4.1

Умови вибору трансформаторів струму.

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номинальна напруга	$U_{ном} \geq U_{роб}$
Номинальний первинний струм	$I_{ном} \geq I_{max.роб}$
Номинальний вторинний струм	в залежності від довжини вторинного кола
Клас точності	згідно з ПБЕ
Номинальна вторинна потужність	$S_{2н} > S_{2розрах}$
Кратність струму динамічної стійкості	$\sqrt{2} I_{ном1} \cdot k_{di} \geq i_{yd}$
Кратність односекундного струму термічної стійкості	$I_{ном1} \cdot k_t \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}}$

$$k_{di} = \frac{i_{max}}{\sqrt{2} * I_{H1}}; \quad k_t = \frac{I_t}{I_{НОМ1}} \quad (4.6)$$

де:

$i_{max}$  – амплітуда максимально допустимого струму обраного трансформатора, А;

$I_t$  – номінальний струм термічної стійкості, А;

$I_{НОМ1}$  – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А.

Клас точності трансформаторів струму обирають у залежності від типу і класу точності приладів, які приєднуються до трансформаторів. Деякі рекомендації щодо застосування трансформаторів струму наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Область застосування трансформаторів струму різного класу точності.

Клас точності	Прилади, що рекомендуються для підключення
0,5	Для живлення лічильників електроенергії та інших приладів з класом точності 1 і 1,5
1,0	Для включення ватметрів, фазометрів, контрольних лічильників, реле потужності і реле опору
3,0	Для живлення амперметрів і струмових реле
10,0	Для живлення струмових реле, вбудованих у привід вимикачів і оперативних кіл релейного захисту

Шкала номінальних і найбільших допустимих робочих первинних струмів наведена у табл. 4.3.

Таблиця 4.3

Найбільші допустимі робочі первинні струми.

Номінальний первинний струм, А	1	5	10	15	20	30	40	50	75	80	100	150	200	250	300	400	500
Найбільший робочий первинний струм, А	1	5	10	16	20	32	40	50	80	80	100	160	200	250	320	400	500
Номінальний первинний струм, А	600	750	800	1000	1200	1500	2000	3000	4000	5000	6000	8000	10000				
Найбільший робочий первинний струм, А	630	800	800	1000	1250	1600	2000	3200	4000	5000	6300	8000	10000				

Технічні дані трансформаторів струму, які широко використовуються в електропостачанні споживачів, наведені у таблиці 4.4 та 4.5.

Таблиця 4.4

Технічні дані трансформаторів струму.

Тип трансформатора струму	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм первинної обмотки	Вторинні навантаження, при яких забезпечується клас точності						Кратність стійкості	
			0,5		1		3		динамічної	односекундної термічної
			Ом	В·А	Ом	В·А	Ом	В·А		
ТК-20	0,66	5...1000	0,2	5	-	-	-	-	-	-
ТК-40	0,66	5...1000	0,4	10	-	-	-	-	-	-
ТК-120	0,66	5...1000	-	-	1,2	30	-	-	-	-
ТКЛН-10-0,5/Р	10	10...200	0,4	-	-	-	-	-	100	50
ПЛ-10-Р	6;10	5...400	0,6	15	1	25	1,2	30	250	90
ПЛ-10-0,5/Р	6;10	5...400	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	-/1,2	-/30	250	90
ПЛУ-10-0,5/Р	6;10	10...100	0,4/0,6	10/15	-	-	1,2/1,2	30/30	250	120
ППОЛ-10-0,5/Р	6;10	600	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	-/1,2	-/30	160	65
ТПОЛ-10-0,5/Р	6;10	800	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	1,2/1,2	-/30	160	65

Примітка - При  $I_{н1}=300\text{А}$   $k_d=175\text{кА}$ , при  $I_{н1}=400\text{А}$   $k_d=165\text{кА}$ .

Основні номінальні параметри трансформаторів струму.

Номінальна напруга (лінійна), кВ	0,66; 3; 6; 10; 15*; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500
Номінальний первинний струм $I_{1н}$ , А	1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75***, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750***, 800, 1000, 1200***, 1500, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 32000, 35500, 40000
Номінальний вторинний струм $I_{2н}$ , А	1****, 2****, 2,5; 5
Номінальне навантаження з коефіцієнтом потужності 0,8; В·А	2,5; 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100
Номінальний клас точності	0,2; 0,5; 1; 3; 10*****

**Примітки:**

\* Не рекомендується

\*\* Для вбудованих трансформаторів струму, починаючи від 75А і вище.

\*\*\* Допускається тільки для трансформаторів струму з секціонованими обмотками для отримання декількох коефіцієнтів трансформації.

\*\*\*\* Для трансформаторів струму на номінальний первинний струм до 300 А.

\*\*\*\*\* Тільки для вбудованих трансформаторів струму.

Вибір трансформаторів напруги [10].

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток і конструктивним виконанням. Вибір трансформаторів за номінальною напругою проводиться згідно з умовою:

$$U_{тн1} \geq U_{уст.н.} \quad (4.7)$$

де:

$U_{тн1}$ ,  $U_{уст.н.}$  - номінальні напруги первинної обмотки трансформатора і установки, В.

Усі навантаження, які включаються на міжфазні напруги, приводяться до напруги  $\frac{100}{\sqrt{3}}$ , В.

Класи точності характеризуються найбільшими допустимими Держстандартом похибкою напруги і кутовою похибкою за умови, що вторинне навантаження може змінюватися у межах  $(0,25-1,0)S_{тн2}$  при  $\cos\varphi=0,8$  і при відхиленнях первинної напруги у межах  $\delta U_{тн}=\pm 10\%$ . Якщо від ТН живляться прилади різного класу точності вимірювання, то клас точності вибирають за найвищим класом точності приєднаних приладів. У таблиці 4.6 наведені деякі рекомендації із застосування трансформаторів напруги різного класу точності. Трансформатори напруги за вторинним навантаженням перевіряють згідно з умовою:

$$S_{тн2} \geq S_{2р.} \quad (4.8)$$

де:

$S_{тн2}$  - номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі точності, В·А;

$S_{2р.розр.}$  - вторинна розрахункова потужність трансформатора напруги, В·А.

Якщо схема з'єднань обмоток трансформатора напруги (ТН) відповідає схемі з'єднання пара-лельних котушок вимірювальних приладів (наприклад, ватметрів і лічильника до двох

одно-фазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника), то вторинне навантаження ТН визначається за формулами:

$$S_{2p} = \sqrt{(\sum S_{\text{прил.}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил.}})^2 + (\sum S_{\text{прил.}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил.}})^2}$$

$$S_{2p} = \sqrt{(\sum P_{\text{прил.}})^2 + (\sum Q_{\text{прил.}})^2}, \quad (4.9)$$

де  $S_{\text{прил.}}$  – повна сумарна потужність приладів, приєднаних до ТН, В·А;  
 $\sum P_{\text{прил.}}$ ,  $\sum Q_{\text{прил.}}$  – відповідно, сумарна активна і реактивна потужність приєднаних приладів (реле), Вт, ВАр.

Якщо схеми з'єднань обмоток ТН і котушок напруги приладів різні (наприклад, приєднання ватметра і лічильників до трифазного ТН із з'єднанням обмоток зірка-зірка), то навантаження на кожен фазу точно визначити неможливо. У цьому випадку підраховують повне трифазне навантаження від усіх вимірювальних приладів і порівнюють його з трифазною номінальною потужністю ТН або групи трьох однофазних ТН у даному класі точності. Схеми включення навантаження при різних з'єднаннях обмоток ТН і формули для обчислення навантажень фаз наведені у таблиці 4.7. За номінальну потужність  $S_{\text{ТН2}}$  потрібно приймати:

- потужність усіх трьох фаз – для трансформаторів, з'єднаних за схемою зірка;
- вдвічі збільшену потужність одного трансформатора – для однофазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника.

Потужності, які споживають обмотки напруги вимірювальних приладів, і значення  $\cos \varphi$  можна прийняти за таблицею 4.8. Перерізи проводів і кабелів, які живлять кола напруги лічильників, повинні обиратися так, щоб втрати напруги у цих колах склали не більш 0,5% номінальної напруги, а для щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5% при номінальному навантаженні.

Таблиця 4.7

Формули для обчислення навантажень фаз ТН при різних схемах з'єднання.

Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у повну зірку				
Формули для навантажень фаз	Фаза а	$S_a$	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{ac})$	$\frac{1}{2}S_{ab}$
	Фаза b	$S_b$	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{bc})$	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{bc})$
	Фаза с	$S_c$	$\frac{1}{2}(S_{bc} + S_{ac})$	$\frac{1}{2}S_{bc}$
Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у відкритий трикутник				
Формули для навантажень фаз	Фаза ab	$S_a + \frac{1}{2}S_b$	$S_{ab} + \frac{1}{2}S_{ac}$	$S_{ab}$
	Фаза bc	$S_c + \frac{1}{2}S_b$	$S_{bc} + \frac{1}{2}S_{ac}$	$S_{bc}$



Таблиця 4.8

Потужність, яку споживають обмотки напруги вимірювальних приладів.

Найменування приладу	Повна потужність яку споживає прилад, В·А	Тип	cos φ
Вольтметр електромагнітний	2,6	Э377	1,0
Амперметр електромагнітний	5	Э309	1,0
Ватметр феродинамічний	0,52	Д585	1,0
Ватметр і варметр феродинамічний	1,5	Д335	1,0
Частотомір феродинамічний	12	Д506	1,0
Частотомір електромагнітний	3	Э8004	0,83
Частотомір електромагнітний	3	Э371	0,87
Фазометр універсальний	15	Д586	0,77
Лічильник трифазний трансформаторний	1,5	СА3-	0,38
Лічильник трифазний	1,5	П670	0,38
Лічильник однофазний	1,2	СА3-	0,65
Реле напруги	0,15	П677	0,6
Реле напруги	15	СО-2М	0,67
Реле потужності	35	РН51	0,39
Вимикаюча котушка мінімальної напруги	30	РЭВ84 ПРБА	0,70

На електродинамічну термічну стійкість трансформатори напруги не перевіряють. Технічні дані деяких трансформаторів напруги, які рекомендується до застосування в електроустановках споживачів, наведені у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9

Характеристики трансформаторів напруги.

Тип	Номінальна напруга, В		Номінальна потужність, В·А, у класі точності			Максимальна потужність, В·А
	ВН	НН	0,5	1	3	
НОС-0,5	380 500	100	25	50	100	200
ЗНОЛТ-3	$3000:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	30	50	150	240
ЗНОЛТ-5	$6000:\sqrt{3}$ $6300:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	50	75	200	400
НОСК-6-66	6000	100	50	75	200	400
ЗНОЛТ-10	$10000:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	75	150	300	640
НТМІ-3	3000	100	50	80	200	400
НТМІ-6	6000	100	80	150	320	640
НТМІ-10	10000	100	120	200	490	960
НТМІ-18	18000	100	120	200	480	960
ЗНОМ-35	20000	100	80	150	320	640
ЗНОМ-35	35000	100	150	250	600	1200

Задача 4.1. Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації РТП02-35/10 кВ (додаток Д, рис. Д1) необхідно здійснити розрахунок та вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги.

#### Вибір трансформаторів струму.

На стороні вищої напруги 35 кВ у перемичці встановлений трансформатор струму, призначений для приєднання вимірювальних приладів і приладів релейного захисту. До даного трансформатора приєднані амперметр Э377 ( $S_a=0,25$  В·А), лічильник активної енергії САЗУ-И681 ( $S_{да}=1,5$  В·А), лічильник реактивної енергії СРЗУ-И674 ( $S_{лр}=2,0$  В·А). Крім того, вихідними даними є:

$$I_{\text{трив.р.}} = 57,8 \text{ А};$$

$$I_{k1}^{(3)} = 2,59 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ук1}}^{(3)} = 5,4 \text{ кА};$$

$$t_{\phi} = 2,5 \text{ сек.}$$

Відстань від місця розташування трансформаторів струму до вимірювальних приладів складає  $l=24 \text{ м}$ . З'єднання виконано мідними проводами.

### РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Відповідним по розрахунковому струму може бути трансформатор струму типу ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1, призначений для зовнішньої установки, в порцеляновому покритті з обмоткою ланкового типу та масляним наповненням на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом первинної обмотки  $I_{1н} = 75 \text{ А}$ , має дві вторинні обмотки з  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ , призначені для приєднання вимірювальних приладів (клас точності 0,5) та пристроїв релейного захисту (Р). Номінальне вторинне навантаження у класі точності 0,5 складає  $S_{2н}=50 \text{ В}\cdot\text{А}$ , а для обмотки приєднання пристроїв релейного захисту  $S_{2н}=20 \text{ В}\cdot\text{А}$ . Односекундна термічна кратність складає  $65 \text{ км} = 65$ , а динамічна  $k_d = 150$ . Згідно умови (4.1) та з урахуванням (4.2) отримаємо:

$$S_{2н} \geq S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_{\text{пров}} + I_{2н}^2 \cdot R_k \quad (4.10)$$

Приймаючи активний опір контактів  $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ . З виразу (4.3) визначаємо необхідний опір з'єднувальних проводів  $R$  пров:

$$R_{\text{пров}} \leq \frac{S_{2н} - (S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_k)}{I_{2н}^2}$$

$$R_{\text{пров}} \leq \frac{50 - (0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,1)}{5^2} = 0,25 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

Переріз з'єднувальних проводів визначаємо за виразом (7.4) з урахуванням того, що прилади з'єднані схемою повної зірки  $k_{сх}=1,0$ .

$$F_{\text{д.пров}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пров}}}; \quad F_{\text{д.пров}} = \frac{0,0283 \cdot 24}{0,25} = 2,72 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід перерізом  $F_{\text{д.пров}} = 4 \text{ мм}^2$ .

Опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,283 \cdot 24}{4} = 0,17 \text{ Ом.}$$

Тоді вторинне навантаження трансформатора струму буде складати:

$$S_{2п} \geq 0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,17 + 5^2 \cdot 0,1 = 10,5.$$

На термічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq I_{k1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \quad (4.12)$$

Де:

$I_{k1}^{(3)}$  – усталений струм к. з. на шинах 35 кВ, кА.

$t_{\phi}$  - приведений (фіктивний) час дії к. з., с;

$t$  - тривалість дії к. з., на яку розраховано трансформатор струму, сек. Береться з паспортних даних.

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t = (0,075 \cdot 65)^2 \cdot 1,0 = 31,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{к1}^{(3)2} \cdot t_\phi = 2,59^2 \cdot 2,5 = 16,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (4.12) виконується.

На динамічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_\delta \geq i_{y1}^{(3)}$$

$$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_\delta = 1,41 \cdot 0,075 \cdot 150 = 15,9 \text{ кА}; i_{y1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$$

Трансформатор струму відповідає вимогам динамічної стійкості.

Умови вибору та технічні дані трансформаторів струму наведені у таблицях 4.10 і 4.11.

Таблиця 7.10

Вибір та перевірка трансформатору струму зі сторони 35 кВ.

Позиційне позначення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисельне значення	Параметр	Чисельне значення	Умова	Чисельні дані
ТА1	$U_{роб}, \text{кВ}$	35	$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{ном} \geq U_{роб}$	35=35
	$I_{трив.р}, \text{А}$	57,8	$I_{1н}, \text{А}$	75	$I_{1н} \geq I_{трив.р}$	75>57,8
	$S_{2р}, \text{В} \cdot \text{А}$	10,5	$S_{2н}, \text{В} \cdot \text{А}$	50	$S_{2н} \geq S_{2р}$	50>10,5
	$I_{к1}^{(3)2} \cdot t_\phi, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16,77	$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	31,6	$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq I_{к1}^{(3)2} \cdot t_\phi$	31,6>16,77
	$i_{y1}^{(3)}, \text{кА}$	5,44	$I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	15,9	$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_\delta \geq i_{y1}^{(3)}$	15,9>5,44

### Вибір трансформаторів напруги[3].

Для визначення дійсного вторинного навантаження трансформатора напруги необхідно знати:

- загальну кількість вимірювальних приладів;
- їх тип;
- потужність та коефіцієнт потужності.

Номенклатуру, необхідну кількість та інші необхідні дані вимірювальних приладів наведено у таблиці 4.8. Загальна кількість їх зі сторони 10 кВ складає:

- амперметри типу ЭЗ78 ( $S_A = 0,25 \text{ ВА}$ ,  $\cos\varphi_A = 1,0$ ) – 6 шт;
- вольтметри ЭЗ78 ( $S_V = 2,6 \text{ ВА}$ ,  $\cos\varphi_A = 1,0$ ) – 1 шт;
- лічильники активної енергії САЗУ И681 ( $S_{CA} = 2,0 \text{ ВА}$ ,  $\sin\varphi_{CA} = 0,92$ ,  $\cos\varphi_{CA} = 0,39$ ) – 6 шт;
- лічильники реактивної енергії СРЗУ И673 ( $S_{CP} = 2,5 \text{ ВА}$ ,  $\sin\varphi_{CP} = 0,92$ ,  $\cos\varphi_{CP} = 0,39$ ) – 5 шт;
- ватметр Д30 ( $S_W = 3,0 \text{ ВА}$ ,  $\cos\varphi_W = 1,0$ ) – 1 шт;
- ватметр Д341 ( $S_{WP} = 3,0 \text{ ВА}$ ,  $\cos\varphi_{WP} = 1,0$ ) – 1 шт.

Вимірювальні прилади приєднуються до вторинної обмотки, яка з'єднана у зірку. Вторинне навантаження визначається за виразом (4.9). Для даного випадку:

$$S_{2р}^2 = (S_A \cdot \cos\varphi_A \cdot n_A + S_V \cdot \cos\varphi_V \cdot n_V + S_{CA} \cdot \cos\varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \cos\varphi_{CP} \cdot n_{CP} + S_W \cdot \cos\varphi_W \cdot n_W + S_{WP} \cdot \cos\varphi_{WP} \cdot n_{WP})^2 + (S_{CA} \cdot \sin\varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \sin\varphi_{CP} \cdot n_{CP})^2 \quad (4.14)$$

де  $n_i$  - кількість вимірювальних приладів  $i$ -го типу.

$$S_{2p}^2 = (0,2 \cdot 1,0 \cdot 6 + 2,6 \cdot 1,0 \cdot 1 + 2,0 \cdot 0,39 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,39 \cdot 5 + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1 + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1)^2 + (2,0 \cdot 0,92 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,92 \cdot 5)^2 = 896,2 (B \cdot A)^2$$

$$S_{2p}^2 = \sqrt{896,2} = 29,94 B \cdot A$$

З урахуванням того, що  $U_{TH} \geq U_{уст.н}$  і  $S_{TH2} \geq S_{2p}$ , по таблиці Б.3, Додаток 4, обираємо трансформатор типу НТМИ-10-66 У2 – трансформатор напруги трифазний з заземленим виводом первинної обмотки, масляний, з додатковою обмоткою „відкритий трикутник” для контролю ізоляції. Номінальна первинна напруга 10 кВ, вторинна – 100 В, призначений для роботи в умовах помірного клімату та для розміщення у закритих зовнішніх неопалюваних приміщеннях. Номінальна потужність обмотки класу точності 0,5 дорівнює  $S_{TH2}=120 \text{ ВА}$  з максимальною потужністю  $S_{2max}=1000 \text{ ВА}$ .

Зі сторони вищої напруги 35 кВ вибираємо трансформатор напруги типу ЗНОМП-35-У1 з паспортними даними:

$$U_{вн} = 3500/\sqrt{3} \text{ В}; U_{нн} = 100/\sqrt{3} \text{ В}; U_6 = 100 \text{ В}; S_{TH2}=200 \text{ ВА}; S_{2max}=1200 \text{ ВА}.$$

Таблиця 4.11

Технічні характеристики вибраних трансформаторів струму.

Позиційне позначення на схемі	Тип трансформатора струму	Варіант виконання обмоток	Номінальний струм		Первинна напруга	Номінальне навантаження в класі точності				Односекундна термічна стійкість $k_T$	Електродинамічна кратність $k_d$
			первинний	вторинний		0,5	1,0	3,0	10		
ТА-1	ТФЗМ-35А 0,5/Р-75У1	0,5/Р	75	5	35	0,5	1,0	3,0	10	65	150
ТА4 – ТА6	ТВТ-35-Р 300 У2	Р	300	5	35	50	-	-	20	25	150
ТА1.1 – ТА1.2 ТА2.1 – ТА2.2 ТА5.1 – ТА5.2 ТА7.1 – ТА7.2	ТПЛ-10 0,5/Р-150 У2	0,5/Р	150	5	10	-	-	-	15	90	250
ТА3.1 – ТА3.2	ТПЛ-10 0 5/Р-300У2	0,5/Р	300	5	10	15	25	30	-	90	250

#### Задача 4.2 (самостійно)

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації (додаток Д, рис.Д1) виконати вибір трансформаторів струму і трансформаторів напруги. Вихідні дані для розрахунків за варіантами наведено в таблиці 7.12.

Вихідні дані для розрахунків.

Варіант	$I_{mp.p.}, A$	$I_{K1}^{(3)}, kA$	$i_y^{(3)}, kA.$	$t_{\phi}, c.$	$l, m$
1	2	3	4	5	6
1	48,2	2,07	4,6	0,9	20
2	47,5	2,05	4,4	0,3	25
3	75,4	3,5	6,9	0,85	42
4	57,2	2,56	5,32	2,5	52
5	99,5	4,33	9,0	0,3	58
6	51,21	2,22	4,62	0,6	46
7	46,8	2,02	4,25	0,92	56
8	48,2	2,07	4,6	0,9	20
9	47,5	2,05	4,4	0,3	25
10	75,4	3,5	6,9	0,85	42
11	57,2	2,56	5,32	2,5	52
12	99,6	4,38	9,0	0,28	59
13	48,4	2,1	4,8	0,92	24
14	47,5	2,05	4,4	0,3	21
15	75,4	3,5	6,9	0,85	45
16	99,8	4,36	9,0	0,32	58
17	85,0	3,8	7,6	7,4	58
18	64,6	2,80	5,84	5,5	44
19	48,4	2,1	4,8	0,92	26
20	47,5	2,05	4,4	0,3	25
21	75,4	3,5	6,9	0,85	42
22	57,2	2,56	5,32	2,5	52
23	99,5	4,33	9,0	0,3	58
24	51,21	2,22	4,62	0,6	46
25	54,4	2,28	4,62	0,6	48

Таблиця Б.3 - Трансформатори напруги електроустановок напругою вище 1 кВ

Тип	Напруга, кВ	Номинальна напруга обмоток, В			Номинальна потужність, ВА, у класі точності			Гранична потужність, ВА	Схема з'єднання
		первинної	основної вторинної	додаткової вторинної	0,5	1	3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НТМК-6-71УЗ	6	3000	100	---	50	75	200	400	Y/Y0-0
НТМК-10-71УЗ	6	6000	100	---	75	150	300	640	
	10	10000	1000	---	120	200	500	960	
НТМИ-6-66УЗ,ТЗ	6	3000	100	100/3	50	75	200	400	Y0/ Y0/Δ - 0
	10	10000	100	100/3	120	200	500	1000	

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 5.

### Тема: ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ШИН РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ.

**Мета заняття:** Навчитися виконувати вибір струмоведачущих шин розподільчих пристроїв трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ.

У якості струмопровідних частин розподільчих пристроїв застосовуються як мідні, і алюмінієві так і сталеві шини. Мідні шини застосовують при великих навантаженнях або у тих випадках, коли застосування алюмінієвих і сталевих шин неможливе через корозію, недостатню гнучкість тощо.

Шини можуть виконуватися як жорсткими, так і гнучкими, прямокутного або круглого перерізу[8]. У розподільчих пристроях напругою 6-10 кВ, головним чином, застосовуються жорсткі алюмінієві одно- або двох штабові шини прямокутного перерізу. Круглі шини застосовуються в установках з відносно малими струмами, і тільки у тому випадку, якщо використання сталевих шин прямокутного перерізу з яких-небудь причин неможливе. Для розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище, з метою уникнення коронування, застосовують переважно шини круглого перерізу, які виконуються, як правило з голого багатодротового проводу типу АС. Переріз шин обирають по термічній стійкості, за нагрівом максимальним струмом навантаження, який проходить по шинах протягом тривалого часу, а також, перевіряють на механічну міцність (електродинамічну стійкість). Шини відкритих розподільчих пристроїв, напругою 35 кВ і вище, повинні бути перевірені, також, і на коронування. Узагальнені умови вибору наведені у таблиці 5.2. Вибір шин за тривало допустимим максимальним струмом навантаження і перевірка на термічну стійкість проводиться аналогічно вибору кабелів за таблицею 5.1 Значення тривало допустимого струму для шин прямокутного і круглого перерізів наведені у таблицях 5.1. При цьому необхідно враховувати, що при розташуванні прямокутних шин *плазом*, значення допустимих струмів, прийнятих за таблицею 5.1, повинні бути зменшені, а саме:

- для шин з шириною штаби до 60 мм – на 5%;
- для шин з шириною штаби більше, ніж 60 мм – на 8%.

Перевірка на електродинамічну стійкість (механічну міцність). При коротких замиканнях, в результаті виникнення найбільшого ударного струму короткого замикання, в шинях виникають електродинамічні зусилля, котрі створюють вигинаючий момент, а отже, виникають механічні напруження у металі.

Шини фази А (L1) фарбують в жовтий колір, фази В (L2) – в зелений, а фази С (L3) – в червоний. Якщо шини мають значну довжину, то їх окремі ділянки з'єднують гнучкими перемичками – компенсаторами (рухомий нероз'ємний контакт).

Таблиця 5.1.

Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу[1]

Розміри, мм	Мідні шини				Алюмінієві шини			
	Струм, А, залежно від кількості смуг на один полюс або одну фазу							
	1	2	3	4	1	2	3	4
15 × 3	210	-	-	-	165	-	-	-
20 × 3	275	-	-	-	215	-	-	-
25 × 3	340	-	-	-	265	-	-	-
30 × 4	475	-	-	-	365/370	-	-	-

Таблиця 5.2

Вибір і перевірка струмопровідних частин і ізоляторів розподільчих пристроїв.

Струмопровідні частини і ізолятори	Умови вибору і перевірки			
	за напругою	за струмом	на термічну стійкість	на механічну стійкість
1	2	3	4	5
Шини	-	$I_{доп.} \geq I_{д.р.}$	$g_{ки.доп.} \geq g_{ки.розрах.}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{розрах}$
Кабелі	$U_{ном.} \geq U_{роб.}$	$I_{доп.} \geq I_{д.р.}$	$g_{к.доп.} \geq g_{к.розрах.}$ $F_{зак} \geq F_{зак.мін}$	-
Опорні ізолятори	$U_{ном.} \geq U_{уст.}$	-	-	$F_{доп} \geq F_{розрах}$
Прохідні ізолятори	$U_{ном.} \geq U_{уст.}$	$I_{ном.} \geq I_{д.р.}$	-	$F_{доп} \geq F_{розрах}$

Перевірка шин полягає у виконанні умови:

$$\sigma_{доп.} \geq \sigma_{розрах.}$$

де:

$\sigma_{доп.}$ ,  $\sigma_{розрах.}$  - відповідно, *допустиме і розрахункове* значення напруження на згин матеріалу шин, МПа.

Значення допустимих напружень згину  $\sigma_{доп}$  для шин з різного матеріалу наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Значення допустимих напружень згину для матеріалу шин.

Матеріал і марка шин	$\sigma_{доп}$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
Мідь МТ 130	130 (1300)
Алюміній АТ	65 (650)
Алюміній АТТ	90 (900)
Сталь	160 (1600)

Найбільша статична сила  $F_{розр}$  (Н), яка діє на середню фазу (котра знаходиться у найбільш важких умовах) трьох паралельних шин, при протіканні по них ударного струму трифазного короткого замикання визначається за виразом:

$$F_{розр}^{(3)} = 1,76k_{\phi} i_y^{(3)2} l * 10^{-1} \quad (5.2)$$

де:

$i_y^{(3)}$  - ударний струм трифазного к. з., кА;

$l$  - довжина прольоту шин, м;

$a$  - відстань між осями шин суміжних фаз, м;

$k_{\phi}$  - коефіцієнт форми шин, який визначається за кривими (рисунок 5.1) в залежності від співвідношень:

$$\frac{b}{h} = m; \quad \text{та} \quad \frac{a-b}{b+h};$$

де:  $b, h$  - відповідно, товщина і висота шини, м.

Якщо відношення  $\frac{a-b}{b+h} \geq 2$ , або шини круглого перерізу то  $k_{\phi}=1$ .

Розрахункове напруження на згин визначається за виразами:

- при одному та двох прольотах:

$$\sigma_{розр} = \frac{F_{розр} * l}{8W}$$

- при кількості прольотів більше двох:

$$\sigma_{розр} = \frac{F_{розр} * l}{10W}$$

Де:  $W$  — момент опору.

Значення моменту опору у залежності від розташування і форми їх перерізу наведені у таблиці 5.5.

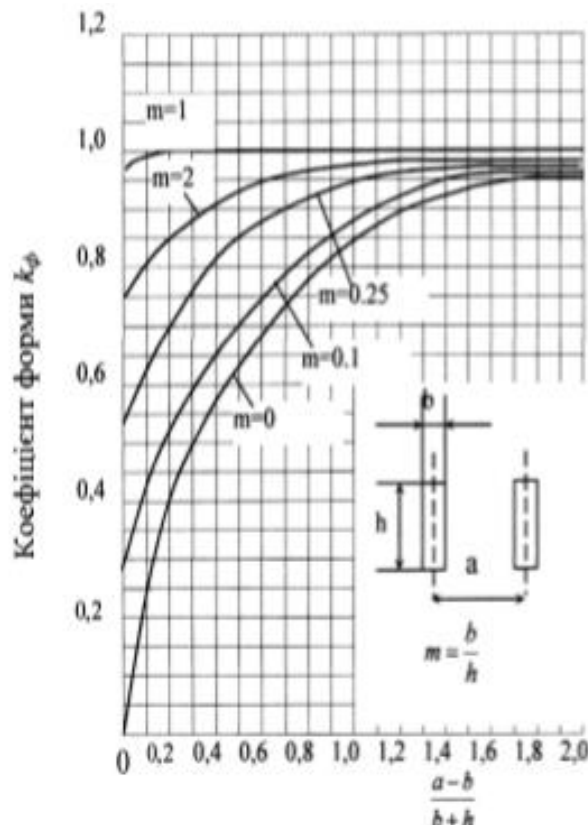
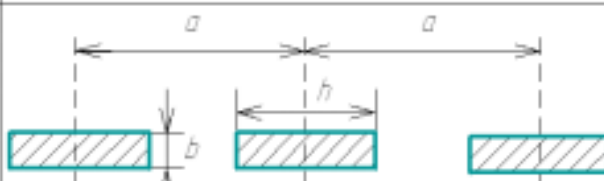
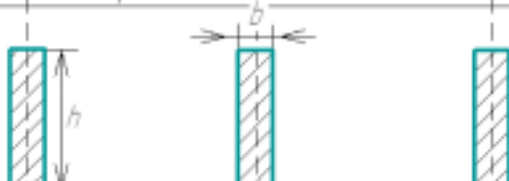
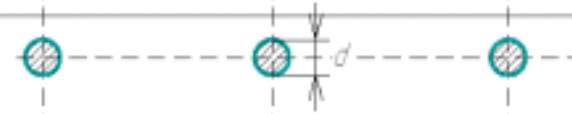



Рисунок 5.2. Криві для визначення коефіцієнту форми шин прямокутного перерізу



Визначення моменту інерції опору шин

Розміщення шин		Момент інерції	Момент опору
1/		$\frac{b \cdot h^3}{12}$	$\frac{b \cdot h^2}{6}$
2/		$\frac{h \cdot b^3}{12}$	$\frac{h \cdot b^2}{6}$
3/		$\frac{\pi \cdot d^4}{64}$	$\frac{\pi \cdot d^3}{32}$
4/		$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{D \cdot 32}$

У відкритих розподільчих пристроях 35-110 кВ понижуючих підстанцій використовують гнучкі шини із сталалюмінієвих проводів (АС), закріплені на підвісних та опорних ізоляторах. Вибір гнучких шин проводиться так само, як і жорстких, за виключенням:

- 1) перевірка на електродинамічну стійкість не ведеться;
- 2) при напрузі 35 кВ і вище обрані за економічною щільністю і перевірені за допустимим струмом навантаження шини повинні бути перевірені на коронування за умовою:

$$U_{KP} \geq U_{уст.н.} \quad (5.6)$$

де:  $U_{KP}$  - критична напруга корони, кВ.

Критичну напругу корони можна визначити за емпіричною формулою:

$$U_{KP} = 68,5 \cdot \delta r l g \frac{D}{r}; \quad (5.7)$$

де:

$\delta$  - коефіцієнт, що враховує атмосферні умови; (при тиску 760 мм і температурі  $+25^{\circ}\text{C}$   $\delta=1$ );

$D$  - відстань між вісями шин (проводів), мм;

$r$  - радіус шини (проводу), мм.

Для визначення температури нагріву провідників та інших струмопровідних частин при к. з. побудовані залежності (рисунок 5.3).

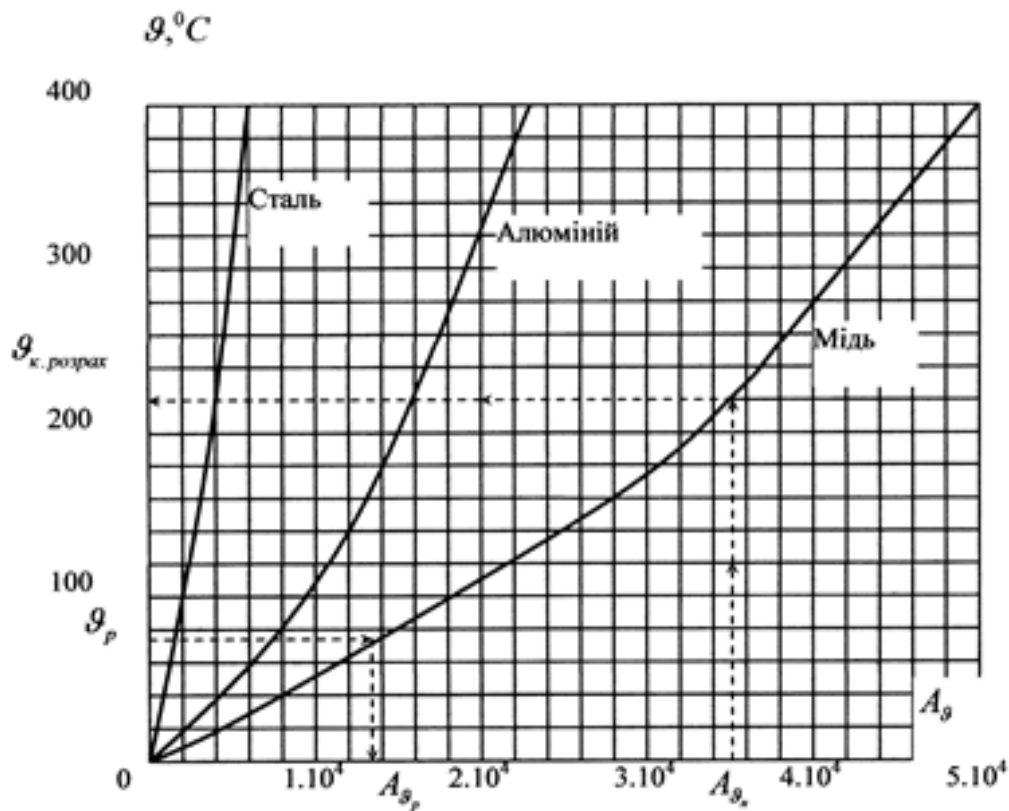


Рисунок 5.3. Криві для визначення температури нагріву струмоведучих частин при к. з.

Порядок користування залежностями, котрі представлені на рисунку 5.3 такий[8]:  
 На осі ординат визначають точку, яка відповідає розрахунковій температурі провідника  $\theta_p$  до моменту к. з. Від значення  $\theta_p$  проводять горизонтальну лінію до перетину з кривою, яка відповідає матеріалу провідника. З точки перетину опускають перпендикуляр на вісь абсцис і визначають  $A_{g_p}$ . Потім, відкладаючи на осі абсцис значення  $A_{g_k}$  проводять перпендикуляр до перетину з кривою відповідного матеріалу провідника. З точки перетину проводять горизонталь до перетину з віссю ординат і визначають температуру, що відповідає режиму к.з.  $\theta_{к.розр}$

Якщо дійсна температура провідника до моменту к.з. невідома, то за початкову  $\theta_p$  приймають тривало допустиму температуру провідника при нормальному режимі  $\theta_{т.дон}$  (таблиця 5.4).

Допустима температура провідників і апаратів при нормальному режимі.

Провідники і апарати	$\vartheta_{\text{м.дон}}, ^\circ\text{C}$
Неізолювані проводи і шини	70
Кабелі з паперовою ізоляцією напругою, кВ:	
- до 3 включно	80
- 6	65
- 10	60
- 20 і 35	50
Проводи, шнури, кабелі з резиновою полівінілхлоридною або пластмасовою ізоляцією	65
Контактні з'єднання з міді, алюмінію та їхніх сплавів:	
- без покриття	
1) в повітрі	90
2) в елегазі	105
3) в ізоляційному маслі	90
- покриттям оловом	
1) в повітрі	105
2) в елегазі	105
3) в ізоляційному маслі	90
Контактні з'єднання з міді і мідних сплавів:	
- покриттям сріблом:	
1) в повітрі	120
2) в елегазі	120
3) в ізоляційному маслі	90
- з покриттям нікелем:	
1) в повітрі	110
2) в елегазі	115
3) в ізоляційному маслі	90
Контактні з'єднання з алюмінію та його сплавів:	
- з покриттям сріблом:	
1) в повітрі	110
2) в елегазі	120
3) в ізоляційному маслі	90
- покриттям нікелем:	
1) в повітрі	105
2) в елегазі	110
3) в ізоляційному маслі	90
Контакти металокерамічні, які містять вольфрам і молібден:	
- на основі міді	85
- на основі срібла	90
Виводи апаратів з міді, алюмінію і їхніх сплавів, призначені для з'єднання з зовнішніми провідниками електричних кіл:	
- без покриття	90
- з покриттям оловом	100
- з покриттям сріблом	120
- з ізоляційним маслом у верхньому шарі	90

Задача 5.1 Для РТП<sub>02</sub> -35/10 кВ, (додаток Д5, рис.Д5.1) здійснити вибір шин.

Вихідні дані:

Секція прямокутних шин, які встановлені в одній горизонтальній площині, пласко, з прольотом  $l=0,8$  м і відстанню між осями опорних ізоляторів суміжних фаз  $a = 0,25$  м.

Матеріал шин – алюміній з допустимим значенням напруження на згин  $\sigma_{\text{дон}} = 70$  МПа;

кількість прольотів – більше двох. Крім того, розрахунковий максимальний струм секції шин дорівнює  $I_{\text{р.макс.}} = I_{\text{триф.р}} = I_{\text{д.р}} = 202,3$  А. По даних розрахунку струмів короткого замикання:

$$I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} = 2.72 \text{ кА}; \quad i_{\text{ук2}}^{(3)} = 5,71 \text{ кА}; \quad I_{K2}^{(2)} = 2.37 \text{ кА};$$

Тривалість короткого замикання:

$$t_{k3} = t_z + t_{\text{вим}} = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ с.}$$

де:

$t_z$  – час роботи релейного захисту;

$t_{вим}$  – час(тривалість) роботи комутаційного апарата (вимикача).

### РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Вибір перерізу шин здійснюється за нагрівом (за допустимим струмом). При цьому враховуються не тільки нормальні, а й післяаварійні режими, а також ремонтні режими.

Умова вибору:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп.}}$$

де  $I_{\text{доп.}}$  - допустимий струм в шинах вибраного перерізу, який для неізолюваних проводів та покрашених шин визначається за виразом:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. ном}} \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{45}},$$

де  $I_{\text{доп}}$  – допустимий струм за таблицями при температурі повітря  $\theta_{0, \text{ном}} = 25^\circ\text{C}$ ;  
 $\theta_0$  – дійсна температура повітря.

Так як шини встановлені в РП-10 пласко, то допустимий, по умові тривалого нагріву, струм  $I_{\text{м.доп.}}$ , необхідно зменшити на 5%, тобто  $0,95I_{\text{м. доп.}} \geq I_{\text{м.р}} = I_{\text{трив.р.}}$ ;

$$\frac{I_{\text{трив.р.}}}{0,95} = \frac{202,3}{0,95} = 213\text{A}$$

Із таблиці 5.1 вибираємо алюмінієві шини з достатнім перерізом:

$F_{ж.ш} = h*b = 20*3 = 60 \text{ мм}^2$  для такого перерізу  $I_{\text{м.доп.}} = 215 \text{ A}$ .

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість. Так як  $I^{(3)} = I_{\infty}^{(3)}$  то  $\beta^{(3)} = 1$ .

По рисунку 5.4а при  $\beta^{(3)} = 1$  та  $t_k = 1,6 \text{ с}$  визначаємо приведений час для періодичної складової струму к. з  $t_{ф.н.}$ , котрий дорівнює  $t_{ф.н.} = 1,31 \text{ с}$ , тобто фіктивний приведений час аперіодичної складової струму к. з. не враховується. Визначаємо температуру шин до моменту короткого замикання по виразу п. 4.1 алгоритму (рисунок 5.1):

$$\vartheta_p = \vartheta_{н.н} + (\vartheta_{\text{м.доп.}} - \vartheta_{н.н}) \left( \frac{I_{\text{трив.р.}}}{I_{\text{м.доп.}}} \right)^2; \text{ де } \vartheta_{\text{м.доп.}} = 70^\circ\text{C} \quad (5.5)$$

$$\vartheta_{н.н} = 25^\circ\text{C} \quad (5.6)$$

$$\vartheta_p = 25 + (70 - 25) \left( \frac{202,3}{215,0} \right)^2 = 64,8^\circ\text{C}$$

По кривих [рисунок 5.3] та при  $\sigma_p = 64,8^\circ\text{C}$  для алюмінієвих шин знаходимо значення

$$A_{\sigma p} = 0,63 * 10^4$$

Визначаємо  $A_{\text{ЭК}}$  за виразом:

$$A_{\text{ЭК}} = A_{\text{ЭР}} + \left( \frac{I_{\infty}^{(3)}}{F_{\text{Э.ли}}} \right)^2 \cdot t_{\phi};$$

$$A_{\text{ЭК}} = 0,63 \cdot 10^4 + \left( \frac{2720}{60} \right)^2 \cdot 1,31 = 0,899 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$$

Із залежності (рисунок 5.3) по  $A_{\text{ЭК}}=0,899 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$  знаходимо значення  $\sigma_{\text{к. розр.}}=92^{\circ} \text{C}$ . Знаходимо, також, значення гранично допустимої температури нагріву алюмінієвих шин при короткому замиканні  $\sigma_{\text{к. доп.}}=200^{\circ} \text{C}$  (табл. 10-7). Виходячи з того, що  $\sigma_{\text{к. доп.}} \geq \sigma_{\text{к. розр.}}$  шини задовільняють умовам термічної стійкості. Для перевірки шин на електродинамічну стійкість визначаємо силу  $F_{\text{розр.}}$  яка діє на шини при проходженні ударного струму трифазного к. з. за виразом:

$$F_{\text{розр.}} = 1,76 k_{\phi} \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}$$

Для визначення коефіцієнту форми  $k_{\phi}$  розраховуємо співвідношення за виразом:

$$m = \frac{b}{h} = \frac{3}{20} = 0,15 \qquad \frac{a-b}{b+h} = \frac{250-3}{3+20} = 10,7$$

Так, як  $\frac{a-b}{b+h} \geq 2$ , То коефіцієнт  $k_{\phi}=1$ . Тоді  $F_{\text{розр.}}=1,76 \cdot 1,0 \cdot 5710^2 \cdot \frac{0,8}{0,25} \cdot 10^7 = 18,04 \text{ Н}$ .

Визначаємо момент опору шин  $W$  за виразами таблиці 5.3:

$$W = 0,167 \cdot b \cdot h^2 = 0,167 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,25 \cdot 10^{-3}) = 313,1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$$

Розрахункове напруження на згин шин визначаємо за виразами:

$$\sigma_{\text{розр.}} = \frac{F_{\text{розр.}}}{10W}; \qquad \sigma_{\text{розр.}} = \frac{18,4}{313,1} = 10^9 = 58,8 \text{ Мпа}$$

Допустиме значення напружень згину алюмінієвих жил дорівнює  $\sigma_{\text{доп.}}=65,0 \text{ МПа}$  (таблиця 5.3).

Так як  $\sigma_{\text{доп.}} > \sigma_{\text{розр.}}$ , то шини задовільняють умовам електродинамічної стійкості, а з урахуванням результатів розрахунків на термічну стійкість можна заключити, що шини задовільняють усім умовам вибору та можуть бути прийняті до установки.

Задача 5.2 (самостійно) Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (додаток Д5, рис.Д5.2.) вибрати жорсткі шини.

Вихідні дані до вибору жорстких шин:

Варіант	$S_{н. т1}, S_{н. т2}, \text{кВА}$	$I^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_k^{(2)}, \text{кА}$	$i_y^{(3)}, \text{кА}$	$I_{k2}^{(2)}, \text{кА}$
1	4000	2,57	6,89	2,22
2	4000	2,95	6,19	2,6
3	6300	5,26	12,0	4,92
4	2500	2,8	5,6	2,35
5	10000	9,3	18,9	8,9
6	2500	2,7	5,65	2,30
7	10000	9,26	19,32	8,92
8	4000	4,9	10,2	4,56
9	1600	2,8	5,8	2,45
10	4000	5,52	10,2	4,94
11	6300	5,26	12,0	4,92
12	2500	2,8	5,6	2,35
13	10000	9,3	18,9	8,9
14	6300	5,26	12,0	4,92
15	2500	2,8	5,6	2,35
16	10000	9,3	18,9	8,9
17	10000	9,3	18,9	8,9
18	2500	2,7	5,65	2,30
19	10000	9,26	19,32	8,92
20	4000	4,9	10,2	4,56
21	6300	5,26	12,0	4,92
23	2500	2,8	5,6	2,35
24	10000	9,3	18,9	8,9
25	6300	5,26	12,0	4,92

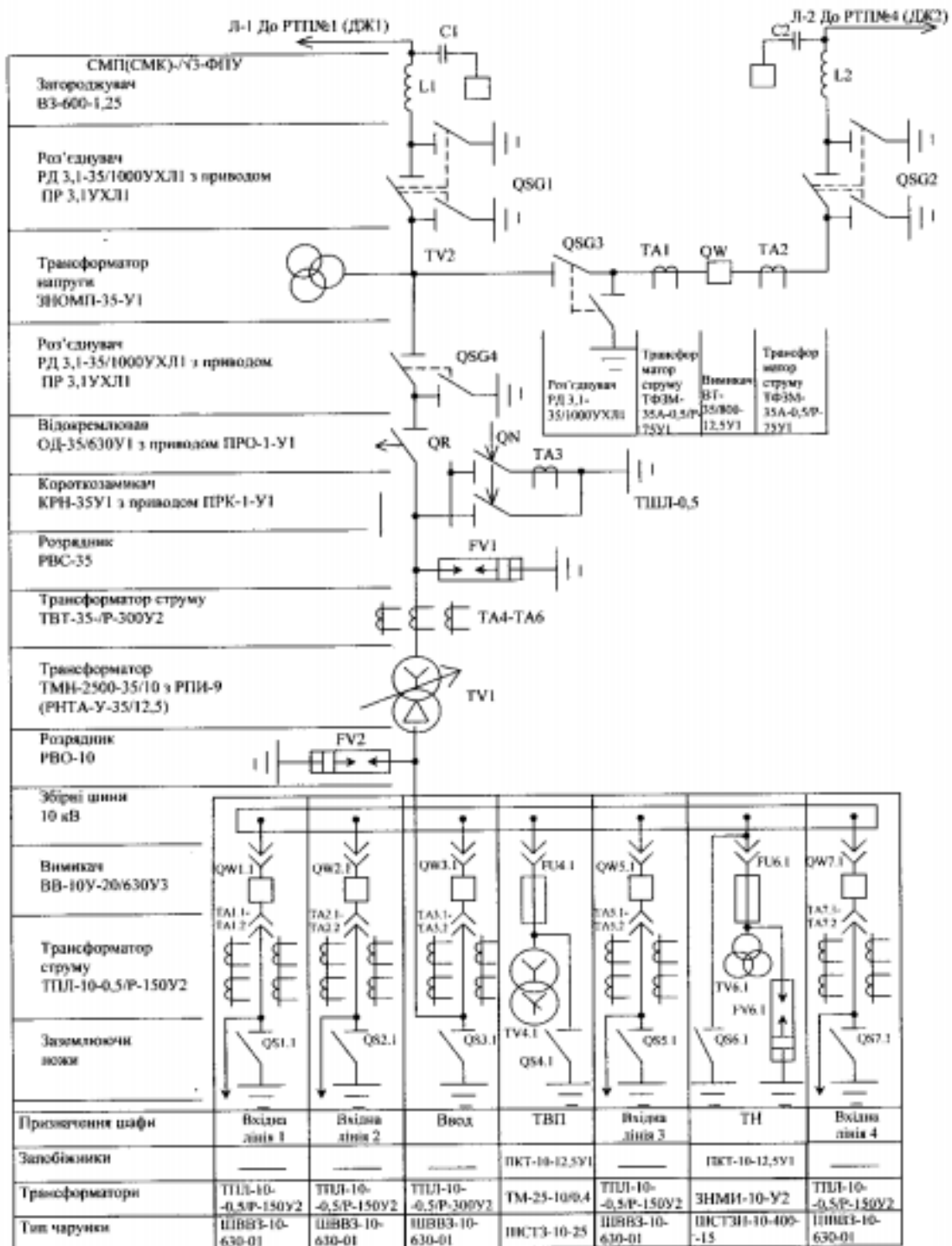


Рисунок Д5.1. Схема кіл первинної комутації РТП-35/10 кВ.

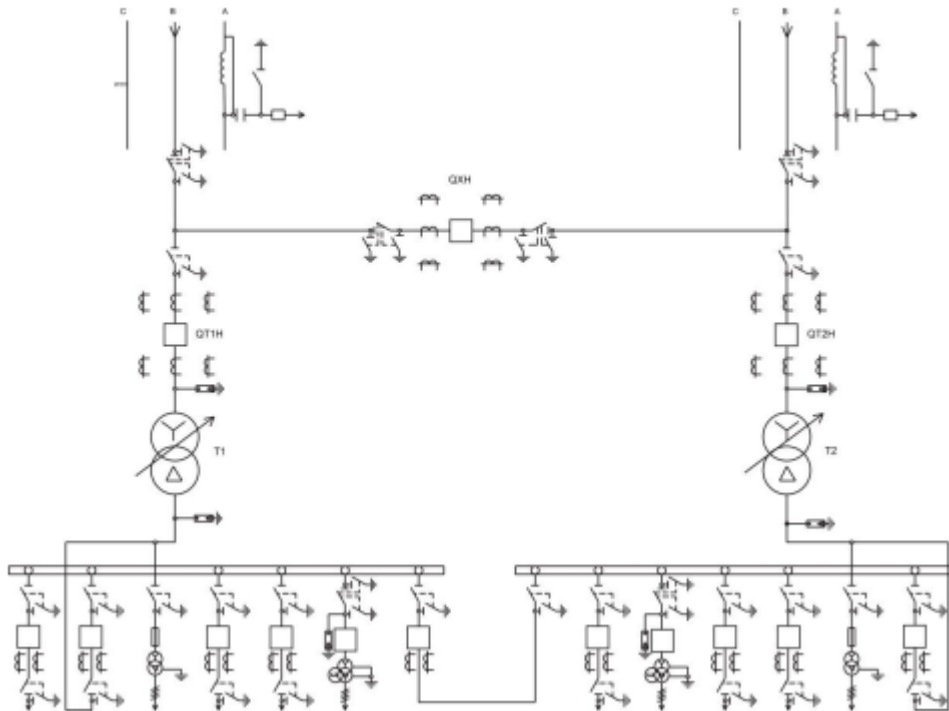


Рисунок Д 5.2. Однолінійна схема двох трансформаторної підстанції з первинною напругою 35 кВ.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 6.

### Тема: РОЗРАХУНОК ПРИСТРОЇВ ЗАЗЕМЛЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

**Мета заняття:** Навчитися розраховувати пристрої заземлення споживчих трансформаторних підстанцій напругою 110(35)/10 кВ

#### 1. ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ.

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів, а також, при пробі «на корпус» **може виникнути напруга**. Дотикання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження. Для захисту людей від ураження а, також, для технологічних цілей (заземлення нейтралі) на підстанціях та електростанціях передбачають пристрої заземлення[1].

Пристрій заземлення складається із заземлювачів (металевого стержня, кутника, проводу, штаби тощо) і заземлюючих провідників. Заземлювач безпосередньо стикається із ґрунтом, а заземлюючі провідники з'єднують із заземлювачами ті елементи електричних установок, що заземлюються. Найчастіше використовують контур заземлення, який складається з кількох заземлювачів, з'єднаних між собою штабою (смугою) або проводом. Основною характеристикою контуру заземлювання є опір розтіканню струму  $r_3$ , котрий показує величину опору ґрунту в об'ємі між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу:

$$r_3 = \frac{U_3}{I_3} \quad (6.1)$$

де  $U_3$  – напруга на заземлювачі відносно землі з нульовим потенціалом при проходженні струму розтікання  $I_3$ . При дотику людини до струмопровідних частин електроустановки, які знаходяться під напругою, а також, до металевих частин, котрі опиняються під напругою в



результаті пошкодження ізоляції, може бути ураження людини електричним струмом у вигляді електричного удару або електричної травми (опік та ін.). В результаті електричного удару у людини можуть настати судороги, втрата свідомості, зупинитися дихання і кровообіг. При 12 В і більше може настати смерть. Щоб виключити випадковий дотик людини до неізольованих струмопроводів, необхідно встановити огорожу або розміщувати струмопроводи на певній висоті. Крім цього, в електричних установках безпека людей забезпечується спорудженням заземлення або занулення, які повинні задовольняти вимогам, що впливають з режиму роботи електромережі і захисту від перенапруги. В мережах з глухим заземленням нейтралі здійснюють занулення, а в мережах з ізолюваною нейтраллю – заземлення. В чотиріпровідних мережах трифазного струму використовують глухе заземлення нейтралі[1].

- В електроустановках із глухозаземленою нейтраллю напругою понад 1000 В (від 110 до 750 кВ) заземлювальний пристрій повинен мати опір не більше 0,5 Ом.
- При використанні заземлювального пристрою лише для електроустановок напругою вище 1000 В з ізолюваною нейтраллю, а також у випадку використання його одночасно для електроустановок напругою до 1000 В, в яких N-, PEN- (PE-) провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою опір заземлювального пристрою (Ом) визначають за виразом [1]:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} ; \quad (6.2)$$

де:  $I_3$  - розрахунковий струм замикання на землю, А.

Але опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом. За розрахунковий струм замикання на землю  $I_3$  беруть найбільший можливий струм через заземлення. В установках з ізолюваною (незаземленою) нейтраллю беруть ємнісний струм однофазного замикання на землю. Для повітряних ліній струм замикання на землю[1]:

$$I_3 \sim \frac{U_{л} * I_{пл}}{350}$$

При використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою вище 1000 В із ізолюваною нейтраллю та до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю, в яких N-, PEN- (PE-) провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою, а захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1000 в з ізолюваною нейтраллю діє на сигнал, тоді [1]:

$$R_3 \leq \frac{67}{I_3} ; \quad (6.3)$$

У цьому випадку також необхідно виконувати вимоги, котрі стосуються заземлення електроустановок напругою до 1000 В. В електричних установках напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю опір пристрою заземлення не повинен перевищувати **4 Ом** при сумарній потужності генераторів або трансформаторів більше **100 кВА** і не перевищувати **10 Ом** при сумарній потужності **100 кВА** і менше. В мережах із глухо заземленою нейтраллю напругою до 1000 В опір заземлювальних пристроїв, до яких приєднано нейтралі генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати[10]:

- **2 Ом** в установках напругою 660/380 В;
- **4 Ом** для електроустановок напругою 380/220 В;
- **8 Ом** для електроустановок напругою 220/127 В.

Цей опір необхідно забезпечити з урахуванням природних заземлювачів, а також повторних заземлень нульового проводу повітряних ліній напругою до 1000 В, при кількості відхідних

ліній не менше двох. При цьому, опір заземлювача, до якого приєднують нейтраль генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати:

- **15 Ом** для електроустановок напругою 660/380 В;
- **30 Ом** для електроустановок напругою 380/220 В;
- **60 Ом** для електроустановок напругою 220/127 В, якщо не вимагається меншого опору за умовами грозозахисту.

В кінці лінії напругою 380/220 В та на ввіді в електроустановку або в приміщення рекомендується виконувати повторне заземлення PEN- (PE)провідника. При цьому опір повторних заземлювачів не повинен перевищувати **30 Ом**. Повторні заземлення виконуються лише у тому випадку, якщо на повітряній лінії відсутні заземлювачі, що призначені для захисту від атмосферної перенапруги або їх кількість недостатня для отримання нормованого опору заземлювачів лінії. Загальний опір усіх заземлювачів, що приєднані до PEN-провідника кожної лінії, у тому числі і природних заземлювачів, не повинен перевищувати **5, 10 та 20 Ом** відповідно для лінійної напруги **660, 380 та 220 В** трифазного струму.

Якщо питомий опір землі  $\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , то допускається збільшення опорів заземлювальних пристроїв в  $\rho/100$  разів, але не більше ніж у десять разів.

Для електроустановок напругою понад та до 1000 В з ізольованою нейтраллю при питомому опорі землі  $\rho > 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , допускається збільшення опору заземлення в **0,002** разів, але не більше ніж у 10 разів[1]. При розрахунку заземлення визначають опір розтіканню струму, вибирають тип заземлювача, схему контуру заземлення, його конструктивне виконання. Напругу на заземлювачі відносно землі для різних систем електропостачання вибирають різну. Заземлювачі бувають штучні і природні. Штучними заземлювачами можуть бути вертикально забиті в землю стержні з кутової сталі товщиною полицки не менше 4 мм і завдовжки 2,5...3 м або горизонтально прокладені круглі чи прямокутні сталеві штаби, що призначені для з'єднання вертикальних заземлювачів. Використання сталевих труб не рекомендується. Заземлювачі, залежно від плану електроустановки і їх кількості, розміщують в ряд або по контуру. Заземлювачі забивають в ґрунт так, щоб верхній кінець був на 0,5...1,5 м нижче від поверхні землі. Чим глибше заземлювач в ґрунті, тим менше змінюється опір при сезонних змінах (промерзанні взимку і висиханні ґрунту влітку). Останнім часом почали застосовувати глибинні заземлювачі з круглої стержневої сталі завдовжки 5...6 м. На великій глибині опір заземлення не буде залежати від атмосферних умов і буде стабільним.

Знаючи розрахунковий питомий опір ґрунту  $\rho_{розр}$ , можна визначити опір одного заземлювача. Опір розтікання струму вертикального заземлювача визначається за виразом:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_{cm}} \cdot \left( \lg \frac{k_B \cdot l_{cm}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{cm}}{4h_c - l_{cm}} \right), \quad (6.4)$$

де:

$\rho_{розр}$  - розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом\*м;

$k_B$  - коефіцієнт вертикального заземлювача: для круглих стержнів  $k_B = 2$ ; для кутової сталі (кутників)  $k_B = 2,1$ ;

$l_{cm}$  - довжина заземлювача (електрода), м;

$d$  - діаметр стержня або ширина полки кутника, м;

$h_c$  - глибина закладення, що дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

- Ґрунт, що оточує заземлювач, неоднорідний. Ґрунтові води дуже впливають на його опір. Правила влаштування електроустановок рекомендують визначати питомий опір ґрунту безпосереднім вимірюванням в тому місці, де розміщуватиметься заземлення. При цьому необхідно врахувати сезонні коливання опору ґрунту. Навесні та восени він менший, ніж взимку і літом. Ці коливання враховують введенням коефіцієнта сезонності  $k_c$  та коефіцієнта  $k_i$  (додаток Г), котрий враховує стан ґрунту при виконанні замірів. В розрахунках можна користуватися спрощеними формулами:
- для електрода із кутової сталі 50x50x5 мм завдовжки 2,5 м  $R_{В.К.} = 0,34\rho_{розр.}$ ;
- для сталюого електрода круглого перерізу діаметром 16 мм завдовжки 5 м,  $R_{В.Кр.} = 0,227\rho_{розр.}$ ;

де:  $\rho_{розр.}$  виражено в омах на метр (Ом\*м). Розрахунковий опір ґрунту визначають за виразом:

$$\rho_{розр.} = k_c * k_i * \rho_{вимір.} \quad (6.5)$$

де:  $\rho_{вимір.}$  – вимірний опір ґрунту;

Питомий опір ґрунту можна визначити за допомогою вимірювача заземлення типу МС-0,8, М-416, ІС-10, Fluke-1625 та ін. Якщо опір вертикальних заземлювачів більший від опору, що визначається нормами, то слід врахувати опір горизонтальних з'єднувальних штаб (смуг зв'язку):

$$R_{Г} = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_{Г} \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}}, \quad (6.6)$$

де:

$l_{см}$  – довжина штаби зв'язку, м;

$d_{см}$  – діаметр круглої сталі або ширина смуги прямокутного перерізу, м;

$h_{см}$  – глибина залягання горизонтального заземлювача (смуги), м;

$k_{Г}$  – коефіцієнт горизонтального заземлювача;

для круглого перерізу  $k_{Г}=1$ , а для прямокутного  $k_{Г}=2$ .

Провідність з'єднувальної штаби (смуги) враховують лише при великих контурах заземлення.

Опір заземлення одного забитого в землю заземлювача здебільшого становить 20...50 Ом.

Для одного контуру заземлення беруть не менше двох електродів. Між собою їх з'єднують приварюванням до сталюї штаби на глибині не менш 0,3 м від поверхні землі. На загальний опір заземлювачів впливає їх взаємне екранування, яке враховується в розрахунках коефіцієнтом використання заземлювачів  $\eta$ . Цей коефіцієнт завжди менший від одиниці і визначається за кривими або за таблицями [3], (додаток Г). Для  $n$  заземлювачів з однаковими опорами заземлення при їх паралельному з'єднанні загальний опір контуру заземлення:

$$R_{контр.} = \frac{R_3}{\eta * n} \quad (6.7)$$

Слід широко використовувати природні заземлювачі: металеві оболонки кабелю (крім алюмінієвих), обсадні труби артезіанського колодязя тощо. Якщо опір природного заземлювача  $R_{прир.}$  більший від розрахункового  $R_3$ , то потрібно додати штучне заземлення, опір якого  $R_{штучн.}$  визначають за формулою:

$$R_{штучне} = \frac{R_3 \cdot R_{прир.}}{R_{прир.} - R_3}. \quad (6.8)$$

Для електроустановок напругою до 1000 В із глухим заземленням нейтралі, якщо не використовуються природні заземлювачі,

$$R_{штучне} = \frac{R_3 \cdot R_{повт.}}{R_{повт.} - R_3}, \quad (6.9)$$

де:  $R_{повт}$  – загальний опір повторних заземлювачів, Ом.

Необхідну кількість вертикальних заземлювачів (теоретичне число) знаходять так:

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}. \quad (6.10)$$

Дійсне число заземлювачів (електродів) із врахуванням смуги зв'язку визначають за виразом:

$$n_{дійсне} = \frac{R_B \cdot \eta_{Г} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{Г}) - 1/R_{Г}]}{\eta_{В}}. \quad (6.11)$$

Якщо за виразом (6.11) отримують  $n_{дійсне} \leq n_m$ , то для виконання пристрою заземлення приймають кількість стержнів (електродів), що дорівнює  $n_m$ . Якщо ж отримують  $n_{дійсне} \geq n_m$ , то для виконання пристрою заземлення приймають  $n_{дійсне}$  стержнів. Якщо опір смуги зв'язку не враховують, то  $n_{дійсне}$  визначають за виразом:

$$n_{дійсне} = \frac{n_m}{\eta_{В}}. \quad (6.12)$$

Далі за значенням  $n_{дійсне}$  визначають уточнене значення  $\eta_{В}$  і визначають розрахунковий опір заземлювального пристрою:

$$R'_3 = \frac{R_B \cdot \eta_{Г}}{n_{дійсне} \cdot \eta'_{В}}. \quad (6.13)$$

Якщо штучне  $R'_3 \leq R_{штучн}$ , то на цьому розрахунок закінчується. Якщо  $R'_3 > R_{штучн}$ , то збільшують кількість стержнів.

Контур заземлення розміщують навколо будівлі так, як показано на рисунку 6.1 Для зниження напруги дотику і крокової напруги через кожні 8...10 м прокладають додаткові заземлюючі штаби, котрі, внаслідок взаємного впливу електродів, підпирають потенціал, забезпечуючи його рівномірне зниження. У зовнішній частині контуру заземлення додаткові заземлювачі закладають на різну глибину. Окремі елементи контуру заземлення з'єднують зварюванням, а корпуси апаратури і металеві конструкції приєднують до заземлювальних проводів болтами.

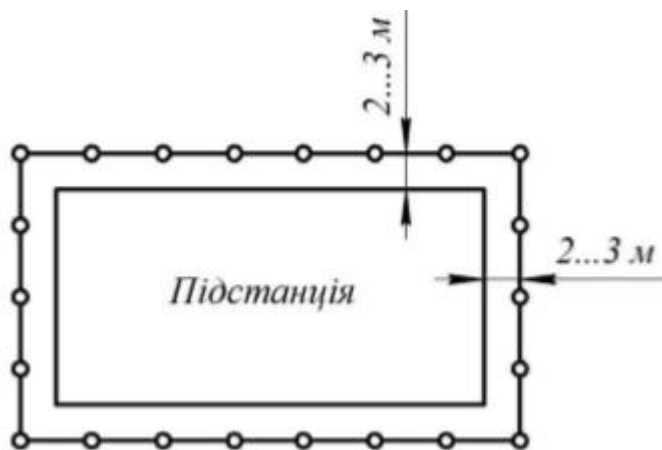


Рисунок 6.1. Контур заземлення підстанції.

Кожен елемент установки, який заземлюється, приєднують до заземлення або до заземлювальної магістралі окремим провідником. Заземлювальними провідниками при відкритій прокладці можуть бути голі мідні провідники перерізом не менше  $6 \text{ мм}^2$ , алюмінієві перерізом не менше  $16 \text{ мм}^2$  та перерізом не менше  $50 \text{ мм}^2$  для сталі.

Кожен елемент установки, який заземлюється, приєднують до заземлення або до заземлювальної магістралі окремим провідником. Заземлювальними провідниками при відкритій прокладці можуть бути голі мідні провідники перерізом не менше  $6 \text{ мм}^2$ , алюмінієві перерізом не менше  $16 \text{ мм}^2$  та перерізом не менше  $50 \text{ мм}^2$  для сталі.

#### Задача 6.1

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю 2500 кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – 90 км. Від РП 10 кВ підстанції відходить три повітряні лінії напругою 10 кВ сумарною довжиною 44, 33 та 38 км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника  $20 \times 13 \text{ м}$ . Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в дощовий осінній період, становить  $\rho_{\text{вимір}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

#### РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку В.

1. Загальна довжина електрично зв'язаних ліній, напругою 10 кВ.

$$l_{\text{ПЛ}10} = \sum l_i; \quad l_{\text{ПЛ}10} = 44 + 33 + 38 = 115 \text{ км.}$$

2. Визначаємо розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{U_n \cdot l_{\text{ПЛ}}}{350};$$

для ПЛ 35 кВ

$$I_z = \frac{35 \cdot 90}{350} = 9,0 \text{ А;}$$

для ПЛ 10 кВ

$$I_z = \frac{10 \cdot 115}{350} = 3,3 \text{ А.}$$

3. Так як заземлювальний пристрій виконують спільним для електрообладнання підстанції напругою до та понад 1000 В то опір заземлення:

$$R_3 \leq \frac{67}{I_3}; \quad R_3 = \frac{67,0}{9,0} = 7,4 \text{ Ом.}$$

Так як до контуру заземлення підстанції приєднано нейтраль трансформатора власних потреб, опір контуру заземлення не повинен перевищувати **4 Ом**. Для подальших розрахунків приймаємо  **$R_3 = 4 \text{ Ом}$** .

4. Заземлювальний пристрій підстанції виконуємо електродами із кутової сталі 50x50x4 мм, довжиною 2,5 м, що заглиблені на 0,7 м від поверхні землі і зв'язані між собою сталлюю смугою перерізом 40x4 мм на глибині 0,8 м.

5. Розрахунковий питомий опір ґрунту із врахуванням коефіцієнта сезонності  $K_c = 1.1$  [3] (таблиця Г.2) та коефіцієнта  $k_1 = 1.15$  (таблиця Г.3):

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{вимір.};$$

$$\rho_{розр.} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 100 = 127 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

6. Визначаємо опір вертикального заземлювача (кутника):

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \left( \lg \frac{k_B \cdot l_{см}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{см}}{4h_c - l_{см}} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{127}{2,5} \cdot \left( \lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4(0,7 + 1,25) + 2,5}{4(0,7 + 1,25) - 2,5} \right) = 40,3 \text{ Ом}$$

7. Визначаємо опір смуги зв'язку (горизонтального заземлювача):

$$R_G = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_G \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}};$$

Для горизонтального заземлювача  $k_c = 1,4$  та  $k_1 = 1,6$  (Таблиця Г-3), тоді:

$$\rho_{розр.} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 100 = 224 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_G = \frac{0,366 \cdot 224}{(2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)} \cdot \log \frac{2 \cdot (2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)^2}{0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом.}$$

8. Визначаємо теоретичне число стержнів (кутників):

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}; \quad n_m = \frac{40,3}{4} \approx 10 \text{ шт.}$$

9. Відстань між стержнями (кутниками) при  $l_{перим.} = 66 \text{ м}$  ( $2 \times (20 + 13)$ ):

$$a = \frac{l_{перим.}}{n_m}; \quad a = \frac{66}{10} = 6,6 \text{ м.}$$

10. Знаходимо дійсне число кутників.

При  $n = 10$  та  $a/l_{см} = 6,6/2,5 = 2,64$  знаходимо за таблицями  $\Pi_B = 0,74$  (таблиця Г.4),  $\Pi_G = 0,5$  (таблиця Г.6):

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B};$$

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{40,3 \cdot 0,5 [1/(4 \cdot 0,5) - 1/6,7]}{0,74} = 9,6 \text{ шт.}$$

Приймаємо остаточно для пристрою заземлення 10 електродів (кутників).

11. Визначаємо розрахунковий опір заземлювального пристрою при  $n = 10$ ;  $a = 66/10 = 6,6$  м;  
 $a/l = 6,6/2,5 = 2,64$ ;  $\eta_B = 0,74$ ,  $\eta_{\Gamma} = 0,5$ .

$$R_3 = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma}}{n_{\text{дійсне}} \cdot \eta_B}; R_3 = \frac{40,3 \cdot 0,5}{10 \cdot 0,74} = 2,7 \text{ Ом.}$$

Умова виконується.

задача 6.2 (самостійно)

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю  $S_{\text{три}}$ , кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – 35  $l_{\text{сум}}$ , км. Від РП 10 кВ підстанції відходить  $N_{\text{лін 10}}$  шт., повітряних ліній напругою 10 кВ сумарною довжиною  $l_{\Sigma 10}$ , км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб, підстанції напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника  $a \times b$ , м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в певний період року, становить  $\rho_{\text{вимір}}$ , Ом\*м.

Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1.

Вихідні дані для розрахунку.

Варіант	$S_{\text{н.пр.}}, \text{кВА}$	$l_{\Sigma 35}, \text{км}$	$N_{\text{дн 10}}, \text{шт}$	$l_{\Sigma 10}, \text{км}$	$a \times b, \text{м}$	Стан ґрунту	$\rho_{\text{пит.}}$ Ом·м
1	1000	90	2	60	18 × 14	сильно волог	50
2	1600	80	3	90	20 × 14	вологий	70
3	2500	70	3	80	22 × 14	сухий	90
4	4000	60	4	120	22 × 16	сильно волог	110
5	6300	50	5	110	24 × 18	вологий	130
6	10000	100	6	150	25 × 18	сухий	150
7	1000	110	2	40	18 × 14	сильно волог	180
8	1600	120	3	50	20 × 14	вологий	200
9	2500	130	3	70	22 × 14	сухий	230
10	4000	140	4	100	22 × 16	сильно волог	250
11	6300	150	5	120	24 × 18	вологий	300
12	10000	90	6	140	25 × 18	сухий	290
13	1000	80	2	30	18 × 14	сильно волог	280
14	1600	70	3	90	20 × 14	вологий	270
15	2500	60	3	80	22 × 14	сухий	260
16	4000	50	4	125	22 × 16	сильно волог	240
17	6300	100	5	95	24 × 18	вологий	220
18	10000	110	6	160	25 × 18	сухий	170
19	1000	120	3	65	18 × 14	сильно волог	140
20	1600	130	3	115	20 × 14	вологий	100
21	2500	140	4	85	22 × 14	сухий	80
22	4000	150	4	130	22 × 16	сильно волог	60

Додаток Д6.  
Таблиця Г-1.

Еквівалентний питомий опір ґрунту.

Ґрунт	Питомий опір $\rho$ , Ом·м	
	межі коливання	При вологості ґрунту 10...12%
Чорнозем	9...53	20
Торф	9...53	20
Глина	8...70	40
Суглинок	40...150	100
Супісок	150...400	300
Пісок	400...700	700



Таблиця Г-2.

Коефіцієнти сезонності  $k_c$  для електродів заземлення.

Кліматична зона	Кліматичний признак			Коефіцієнт сезонності $k_c$ для електродів			
	Середня багаторічна температура, °С		Тривалість замерзання вод. днів	вертикальних довж. 2,5...3м	вертикальних Довжиною 3м	горизонтальних довжиною 10 м	горизонтальних довжиною 50 м
	нижча (січень)	вища (липень)					
Області України (крім південних)	-10...0	+22...+24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Південні області, АР Крим	0...+5	+24...+26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Таблиця Г-3.

Коефіцієнти, що враховують стан ґрунту при вимірюванні питомого опору ґрунту.

Тип електродів	Коефіцієнти		
	$k_1$ (значна вологість)	$k_2$ (середня вологість)	$k_3$ (сухий ґрунт)
Вертикальний: довжиною 3 м	1,15	1	0,92
довжиною 5 м	1,1	1	0,95
Горизонтальний: довжиною 10 м	1,7	1	0,75
довжиною 50 м	1,6	1	0,8

Таблиця Г-4.

Коефіцієнти, використання вертикальних заземлювачів.

Кількість заземлювачів	Коефіцієнт використання $\eta_e$ при відношенні відстані між електродами до їх довжини ( $a/l$ )					
	3	2	1	3	2	1
	Електроди розміщені в ряд			Електроди розміщені за контуром		
5	0,87	0,8	0,68	-	-	-
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37
100	-	-	-	0,64	0,48	0,33
200	-	-	-	0,61	0,44	0,30
300	-	-	-	0,60	0,43	0,28

## Практична робота №7.

### Тема: РОЗРАХУНОК ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРО МЕРЕЖАХ.

#### Мета заняття:

Навчитися визначати допустиму втрату напруги в електричних мережах напругою 0,38 та 10 кВ.

Самим оптимальним режимом роботи споживачів електричної енергії є режим роботи при номінальній напрузі[5]. Проте забезпечити всіх споживачів номінальною напругою практично неможливо. Будь який провідник має певний опір, тому проходження електричного струму по електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі постійно змінюється на протязі доби, сезону, року і т. д. Внаслідок зміни навантаження змінюється і величина втрата напруги в мережі, і, як наслідок, змінюється напруга на затискачах у споживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад під час пуску асинхронного двигуна із короткозамкненим ротором) або повільними і тривалими (при поступовій зміні навантаження на протязі доби або року і при плавному регулюванні напруги). Короткочасні і швидкі стрибкоподібні зміни напруги в мережі називають коливанням напруги. Повільну плавну зміну напруги, що зумовлена зміною навантаження, називають відхиленням напруги. Відхилення напруги – це алгебраїчна різниця між напругою в даній точці і номінальною напругою мережі. Відхилення напруги виражають у вольтах або у відсотках від номінальної напруги мережі. При розподілі навантаження вздовж лінії, котра виконана проводом постійного перерізу, відхилення напруги в різних точках мережі буде різними (рисунок 7.1). На початку мережі (точка А) напруга найвища, а в кінці (точка В) – найнижча. Номінальною напруга буде лише в точці С.

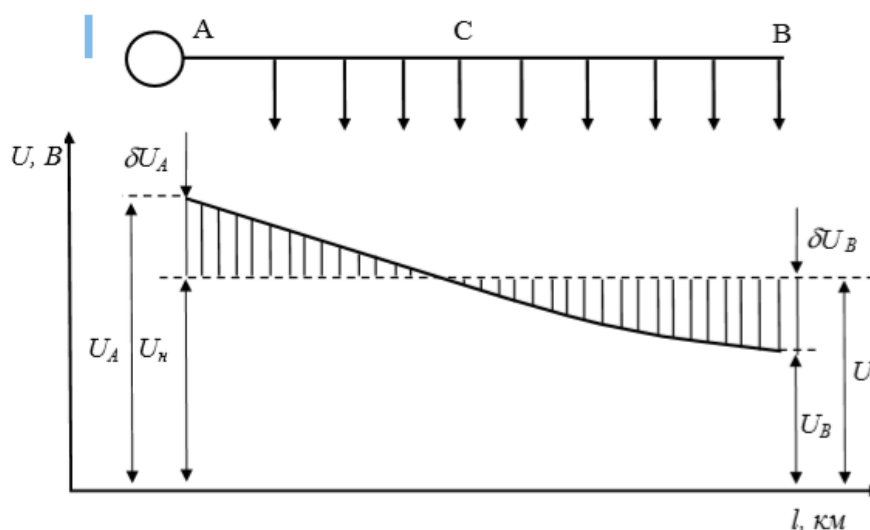


Рисунок 7.1 Епюра розподілу напруги в лінії з рівномірним навантаженням

Відхилення напруги у вольтах на початку лінії (точка А):

$$\delta^*U_A = U_A - U_n \quad (7.1)$$

Відхилення напруги у вольтах в кінці лінії (точка В):

$$\delta^*U_B = U_B - U_n \quad (7.2)$$

де  $U_A$ ,  $U_B$  – напруга на початку та в кінці лінії,  $U_{Вн}$  – номінальна напруга мережі, В.

Відхилення напруги від номінальної впливає на роботу споживачів електричної енергії[6]. Найбільш чутливі до зміни напруги лампи розжарювання. При зміні напруги лише на 1% потужність лампи змінюється на 1,5 %, світловий потік на 3,5 %, світлова віддача на

1,8 %, строк служби на 12...13%. Враховуючи це, можна зробити висновок, що для ламп розжарювання відхилення напруги від номінальної є дуже небажаним. Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. При зміні напруги на 1% їх світловий потік змінюється на 1 %, а світлова віддача на 0,5 %. Проте при зниженні напруги на 6...7 % вони не загоряються, а при збільшенні напруги на 6...7 % перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура. Нагрівальні прилади (плити, праски, електродуховки, електрокип'ятильники та ін.) відносно мало реагують на зміну напруги. Але потрібно враховувати те, що їх електрична потужність змінюється пропорційно квадрату напруги ( $P = \frac{U^2}{R}$ ). Це означає, наприклад, що при нарузі 90 % від номінальної, електрична праска потужністю 800 Вт розвиває потужність лише 648 Вт (81%). Зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Важливо відзначити, що момент на валу асинхронного електродвигуна змінюється пропорційно квадрату прикладеної напруги (наприклад, при нарузі 90 % від номінальної момент обертання становитиме 81 % від номінального). Тому при зниженні напруги нормально завантаженого двигуна він може зупинитися (перекинутися), при цьому його ізоляція виходить із ладу. В діючих нормах встановлено, що в сільських електричних мережах напруга на затискачах струмоприймачів не повинна перевищувати більше ніж на 5% і знижуватися також більше ніж на 5% від номінальної напруги мережі, тобто знаходитися в межах  $\pm 5\%$  від  $U_n$ . Допускається максимально допустиме короточасне відхилення напруги до  $\pm 10\%$ . Напруга (відхилення напруги) у споживачів в значній мірі залежить від втрати напруги в елементах електричної мережі. Рівень напруги можна дещо підвищити шляхом підвищення напруги на шинах джерела живлення. Зменшити коливання напруги можна також шляхом збільшення перерізу проводів, але це веде до збільшення вартості лінії. Доцільніше за все підтримувати рівень напруги в мережі шляхом регулювання.

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб запобігти зайвих витрат металу проводів[7]. Втрата напруги в лінії пов'язана безпосередньо з відхиленням напруги. Для лінії (рисунок 7.1) відхилення напруги виражається таким чином (7.1), (7.2):

$$\delta^*U_A = U_A - U_n \quad \delta^*U_B = U_B - U_n;$$

Віднімемо із першого виразу другий, і отримаємо:

$$\delta^*U_A - \delta^*U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB} \quad (7.3)$$

Із виразу (7.3) видно, що втрата напруги в лінії  $\Delta U_{AB}$  дорівнює різниці між відхиленням напруги на початку і в кінці цієї лінії. Як відзначалося вище, навантаження в лінії не залишається незмінним, а постійно змінюється. Спостереження показали, що мінімальне навантаження в споживчих електричних мережах, як правило, не знижується менш ніж до 25 % від максимального, тобто  $S_{min} \geq 0,25S_{max}$ . Відповідно, розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків:

- для 100% навантаження ;
- для 25 %. максимуму.

В першому випадку (100% навантаження) втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги було більше  $-5\%$ , тобто

$$\delta U^{100} \geq -5\% U_n \quad (7.4)$$

І навпаки, при навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі приблизно в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що розташовані поблизу підстанції,

може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку приймаються заходи для того, щоб відхилення напруги на затискачах у споживача при 25% навантаженні не були більшими +5%, тобто  $\delta U^{25} \leq 25\% U_n$  (7.5)

### 7.3 Визначення допустимої втрати напруги в мережі за таблицею відхилень [15]

Допустима втрата напруги в мережі визначається допустимим відхиленням напруги у споживачів, яке повинне знаходитися в межах  $\pm 5\%$ , та рівнем відхилення напруги на шинах джерела живлення (генератора, трансформаторної підстанції). Відхилення напруги і втрата її в мережі пов'язані між собою рівнянням (7.3):

$$\delta^* U_A - \delta^* U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги. У таблиці розглядають два режими роботи мережі: режим максимальних навантажень (100%) і режим мінімальних навантажень (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживачів. Таблицю відхилень напруги складають для найбільш віддаленої від джерела живлення трансформаторної підстанції і для найбільш наближеної підстанції. Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) записують усі відомі відхилення напруги на елементах мережі. Далі вибирають відгалуження трансформаторів. За режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях. Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100 % навантаження визначається за виразом:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} \quad (7.6)$$

де:

$\delta U_{\text{живл.}}^{100}$  - відхилення напруги біля джерела живлення при 100% навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\delta U_{\text{спож.}}^{100}$  - допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

$$\delta U_{\text{спож.}}^{100} = -5\%$$

$\sum (\delta U_{\text{пост.}}^{100} + \delta U_{\text{змін.}}^{100})$  – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100}$  – сумарні втрати напруги в лініях та в транс-рах при 100% навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги  $U_{\text{доп.}}^{100}$  необхідно розділити між лініями різних класів напруги, що входять до складу мережі. Доцільність вибраних відгалужень трансформаторів перевіряють за відхиленням напруги у споживачів у режимі мінімального навантаження

$\delta U_{\text{спож.}}^{25}$  (порівнюють з допустимим).

Відхилення напруги у найближчого споживача при 25% навантаженні перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% \quad (7.7)$$

де:  $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$  – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}})$  - сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}$  – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Для прикладу розглянемо випадок живлення споживачів від шин 10 кВ трансформаторної підстанції 35/10 кВ, який є характерним для споживачів. Визначальним тут є відхилення напруги в місці приєднання споживчої мережі до підстанції (шини 10 кВ). Перед проектуванням споживчої електричної мережі необхідно отримати точні відомості від енергопостачальної організації про рівень відхилення напруги на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ. Визначимо допустиму втрату напруги для мережі, що наведена на рисунку 7.2.[3]

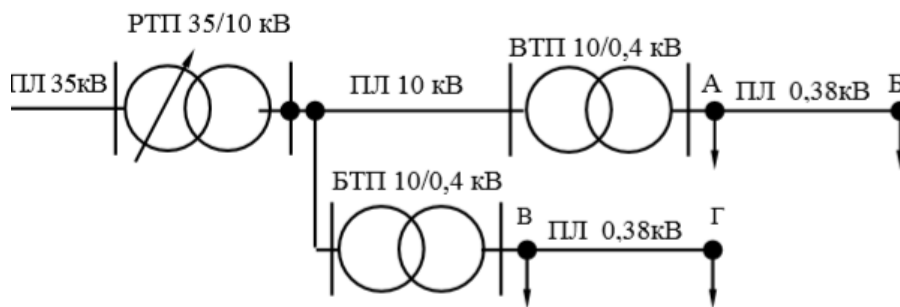


Рисунок 7. Розрахункова схема електричної мережі.

Будемо вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на

$$\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +5\%, \quad \delta U_{\text{живл.}}^{25} = 0\%.$$

шинах 10 кВ РТП в межах: 100

Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 7.1). Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора + 7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – змінна надбавка). Тоді сумарно допустима втрата напруги в мережах 10 і 0,38 кВ до точки Б за виразом (7.6) становить:

$$\Delta U_{\text{дон.Б}}^{100} = +5 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 13,5\%.$$

Таблиця відхилень напруги на елементах мережі[8].

Елементи мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ, (ВТП)		Найближча ТП 10/0,4 кВ, (БТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	-6	-1,5	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-2,5	-2,5
– втрати	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ	-7,5	0	-7,5	0
Відхилення напруги у споживача	-5	5<+5	-5	4<+5

Загальна втрата напруги  $\Delta U_{\text{доп.Б}}^{100}$ , ділиться приблизно порівну між мережами (лініями) напругою 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп.10}}^{100} = -6\%, \quad \Delta U_{\text{доп.0,38}}^{100} = -7,5\%.$$

За виразом (7.7) перевіримо відхилення напруги у найближчого споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП (ВТП) (точка А). Будемо вважати, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю.  $\Delta U_{0,38}^{0,25} = 0\%$  (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП, тобто лінія має дуже малу довжину), тоді:

$$\delta U_{\text{спож.А}}^{25} = 0 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 5\% = +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10кВ, яка дорівнює  $-6\%$  (таблиця 7.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ. Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт.10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп.10}}^{100}.$$

Для найближчої ТП 10/0,4 кВ (БТП) приймаємо надбавку трансформатора  $+2,5\%$  ( $+5$  – постійна;  $-2,5$  – змінна надбавки). Так як до БТП лінія 10 кВ має дуже незначну довжину, то втрата напруги в ній дорівнює 0. ( $\Delta U_{10}^{100} = \Delta U_{10}^{25} = 0$ ). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{доп.0,38}}^{100} = +5 + (+5 - 2,5) - (0 + 4) - (-5) = 7,5\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки В:

$$\delta U_{\text{спож.В}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0 + 1 + 0) = 4\% < +5\%.$$

Умова виконується. За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ВТП та БТП, таблиця 7.1), яка дорівнює  $-7,5\%$  перевіряються вибрані перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. } 0,38}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100}$$

При проектуванні мережі лише однієї підстанції ТП 10/0,4 кВ (ПТП), яка може бути розташована в будь-якому місці мережі 10 кВ (рисунок 7.3) постає питання визначення втрати напруги в мережі 0,38 кВ цієї підстанції. Аналогічно, як і в попередньому випадку, для визначення допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складається таблиця відхилень (таблиця 7.2).

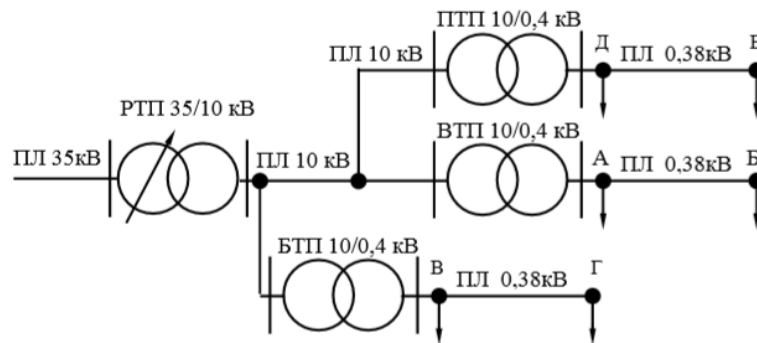


Рисунок 7.3. Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 7.2

Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	-6,0	-1,5	-3,0	0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
- постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
- перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-2,5	-2,5
- втрати	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ	-7,5	0	-8,0	0
Відхилення напруги у споживача	-5	5 = +5	-5	3,25 < +5

Для віддаленої підстанції (ВТП) розрахунки виконуються аналогічно як і в попередньому прикладі (таблиця 7.2). За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює  $-6\%$  (таблиця 7.2), перевіряються вибрані перерізи проводів на всіх ділянках лінії 10 кВ. Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт. } 10}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 10}^{100}$$

Після вибору перерізу проводів ПЛ 10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ проектованої ТП 10/0,4кВ (ПТП). Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ ПТП (рисунок 7.3) складає  $\Delta U_{\text{факт. } 10}^{100} = -3\%$ . Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 7.2 і визначаємо допустиму втрату напруги в лініях 0,38 кВ, що відходять від ПТП. Для ТП 10/0,4 кВ (ПТП) що проектується, приймаємо надбавку трансформатора  $+5\%$  ( $+5$  – постійна;  $0$  – перемінна надбавка). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Е складе:

$$\Delta U_{\text{доп}0,38}^{100} = +5 + (+5 + 0) - (3 + 4) - (-5) = 8\%$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки Д:

$$\delta U_{\text{спож.В}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = 3,25\% < +5\%$$

Умова виконується. За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ПТП, таблиця 7.2), яка дорівнює  $-8\%$  перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ 0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму:

$$\Delta U_{\text{факт.0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп.0,38}}^{100}$$

Задача 7.2. (самостійно) Визначити допустиму втрату напруги в мережі, наведеній на рисунку 7.4. Вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати відхилення напруги на шинах 10 кВ в межах від  $\delta U_{\text{спож}}^{100}$  до  $\delta U_{\text{спож}}^{25}$ . Дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 7.3

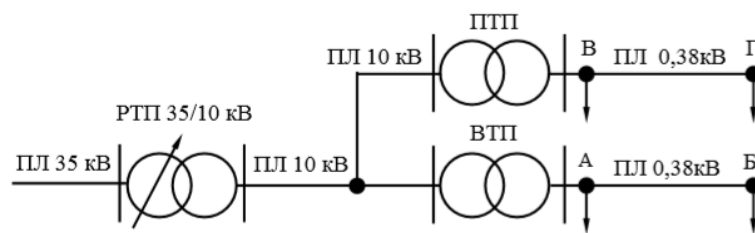


Рисунок 7.4. Розрахункова схема електричної мережі.

Таблиця 7.4

Вихідні дані для розрахунків.

Варіант	Відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП, %		Фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП при 100% навантаженні, %
	100% навантаження	25% навантаження	
	$\delta U_{\text{живл.}}^{100}$	$\delta U_{\text{живл.}}^{25}$	$\Delta U_{\text{факт.10}}^{100}$
1	+2,5	0	-1,0
2	+3,0	-1,0	-2,0
3	+5,0	-2,0	-4,5
4	+4,5	-1,5	-3,0
5	+3,5	-1,25	-1,45
6	+4,0	-1,1	-1,25
7	+3,0	-0,5	-3,5
9	+4,5	0	-4,5
10	+4,0	-1,5	-1,25
11	+2,0	+1,0	-1,0
12	+5,0	-2,0	-4,5
13	+4,5	-1,5	-3,0
14	+3,5	-1,25	-1,45
15	+4,0	-1,1	-1,25
16	+3,0	-0,5	-3,5
17	+4,5	0	-4,5



18	+4,0	-1,5	-1,25
19	+2,0	+1,0	-1,0
20	3,5	0	-1,25

## **ПРАКТИЧНА РОБОТА 8.**

### **Тема: ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНОГО УСТАТКУВАННЯ (РУ) ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.**

#### 1.1. Вибір схеми РУ на напругу вище 1000 [16].

Розподільне устаткування (РУ) - це електроустановка, призначена для приймання і розподілу електричної енергії на одній напрузі. РУ містить комутаційні апарати і з'єднують їх збірними шинами (секціями шин), а також пристроями керування і захисту. Розподільні устаткування електростанцій характеризуються номінальною напругою, числом і потужністю приєднаних генераторів, трансформаторів, потужністю, яка видається в мережу, числом ліній, що відходять, режимом роботи і перспективою розвитку. Збірні шини можуть бути поодинокими, подвійними, секціонованими або взагалі бути відсутнім. Приєднання генераторів, трансформаторів і ліній можуть здійснюватися по-різному, з різною кількістю комутаційних апаратів. Відношення числа вимикачів до числа приєднань в найбільш поширених схемах знаходиться в межах від 1 до 2. Для розподільних устаткувань з великим числом приєднань можуть застосовуватися різні схеми залежно від напруг:

#### **При напрузі 35-220 кВ[17]:**

- з двома основними і третьою обхідною системами шин, з одним вимикачем на ланцюг. Для РУ 35 кВ обхідна система шин не передбачається;
- з однією секціонованою та обхідною системами шин. Для РУ 35 кВ обхідна система шин не передбачається;
- блокові схеми генератор-трансформатор-лінія. В РУ з двома основними і третьою обхідною системами шин, при числі приєднань (ліній, трансформаторів) менше 12 - системи шин не секціонуються. При числі приєднань від 12 до 16 секціонується вимикачами на дві частини одна система шин і при більшій кількості приєднань секціонується вимикачами на дві частини кожна з двох робочих систем шин. При секціонуванні збірних шин, в якості обхідного вимикача використовується суміщений обхідний шиноз'єднувальний вимикач.

#### **На напругах 330-750 кВ[17]:**

- блокові (генератор-трансформатор-ВЛ-РУ понижувальної підстанції);
- з двома системами шин, з 4 вимикачами на 3 ланцюги;
- з двома системами шин з 3 вимикачами на 2 ланцюги;
- блокові схеми генератор-трансформатор-лінія (ГТЛ) з урівняльно-обхідним багатокутником;
- схема з одним або двома багатокутниками з числом приєднань до кожного багатокутника до шести включно, об'єднаними двома перемичками з вимикачами в перемичках;
- інші схеми при належному обґрунтуванні.

При наявності декількох варіантів схем перевага віддається:

- більш простому і економічному варіанту, як по кінцевій схемі, так і по етапах її розвитку;
- варіанту, за яким потрібно найменшу кількість операцій з вимикачами і роз'єднувачами РУ підвищеної напруги при режимних перемиканнях, виведення в ремонт окремих ланцюгів і при відключенні пошкоджених ділянок в аварійних режимах.

РУ генераторної напруги виконується, як правило, з однією системою шин, із застосуванням КРУ і групових здвоєних реакторів для живлення споживачів. В окремих випадках доцільно живлення споживачів на генераторній напрузі виконати за допомогою відгалужень від генераторів без їх паралельної роботи на шинах генераторної напруги.

Вибір схеми РУ залежить від напруги, кількості приєднань (генераторів, ліній, трансформаторів), виду повітряних ліній, схеми підключення до мережі живлення, потужності трансформаторів. Для обраних схем РУ дати технічну характеристику.

Приклад виконання практичної роботи «Вибір схем розподільних пристроїв»

### **Вибір схеми РУ на напругу 330 кВ[17].**

У відповідність до норм технологічного проектування можуть бути обрані схеми РУ[17]:

- з двома системами шин і трьома вимикачами на два ланцюги;
- з двома системами шин і чотирма вимикачами на три ланцюги.

У схемі з двома системами шин і трьома вимикачами на два ланцюги, на вісім приєднань необхідно дванадцять вимикачів, тобто на кожне приєднання «півтора» вимикачі. Кожне приєднання включено через два вимикачі. У нормальному режимі всі вимикачі включені, обидві системи шин знаходяться під напругою. Для ревізії будь-якого вимикача відключають його і роз'єднувачі, встановлені по обидва боки вимикача. Кількість операцій для виведення в ревізію, або в ремонт - мінімальне, роз'єднувачі служать тільки для відділення вимикача при ремонті, ніяких оперативних перемикачів ними не виконують. Перевагою схеми є те, що при ревізії будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі. Іншою перевагою полуторної схеми є її висока надійність, так як всі ланцюги залишаються в роботі навіть при пошкодженні на збірних шинах. При однаковому числі джерел живлення і ліній робота всіх ланцюгів зберігається навіть при відключенні обох систем шин, при цьому може лише порушитися паралельна робота на стороні підвищеної напруги. Схема дозволяє в робочому режимі, без операцій роз'єднувачами, виконувати опробування вимикачів. Ремонт шин, очищення ізоляторів, ревізія шинних роз'єднувачів виконуються без порушення роботи ланцюгів (відключається відповідний ряд шинних вимикачів), всі ланцюги продовжують працювати паралельно через цю систему шин залишається під напругою. Кількість необхідних операцій роз'єднувачами протягом року, для виведення в ревізію по черзі всіх вимикачів, роз'єднувачів і збірних шин значно менше, ніж в схемі з двома робочими і обхідною системами шин. Для збільшення надійності схеми однойменні елементи приєднуються до різних систем шин. При такому поєднанні в разі пошкодження будь-якого елемента або збірних шин, при одночасному відмову в дії одного вимикача і ремонті вимикача іншого приєднання відключається не більше однієї лінії і одного джерела живлення.

Недоліками розглянутої схеми є:

- відключення КЗ на лінії двома вимикачами, що збільшує загальну кількість ревізій вимикачів;
- подорожчання конструкції РУ при непарному числі приєднань, так як один ланцюг повинен приєднуватися через два вимикачі;
- зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає числу трансформаторів.

В даному випадку до однієї ланцюжку з трьох вимикачів приєднуються два однойменних елемента, тому можливо аварійне відключення одночасно двох ліній; - ускладнення ланцюгів релейного захисту;

- збільшення кількості вимикачів в схемі. У схемі з двома системами шин і чотирма вимикачами на три ланцюги, на вісім приєднань необхідно одинадцять вимикачів. Схема з 4/3 вимикача на приєднання має всі достоїнства полуторної схеми, а, крім того:

- схема економічніша (1,33 вимикача на приєднання замість 1,5);
  - секціонування збірних шин не потрібно (число приєднань менше 15);
- конструкція ОРУ досить економічна і зручна в обслуговуванні, якщо прийняти компоновку з дворядним розташуванням вимикачів.

Таким чином, **приймаємо** схему з двома системами збірних шин і чотирма вимикачами на три приєднання, як більш економічну (по числу вимикачів, по компоновці ОРУ), і як більш зручну в обслуговуванні.

### 1.2. Вибір схеми РУ на 110 кВ.

У відповідність до ((СОУ-Н ЕЕ 40-1-00100227-101-2014) на напругу 110 кВ при великій кількості приєднань можуть бути обрані схеми:

- з двома робочими і обхідною системою шин;
- з однією секціонованою системою шин та обхідний системою шин.

У схемі з двома робочими і обхідною системами шин з одним вимикачем на ланцюг, як правило, обидві системи шин знаходяться в роботі при відповідному фіксованому розподілі всіх приєднань. Такий розподіл приєднань збільшує надійність схеми, як при КЗ на шинах відключаються шиноз'єднувальний вимикач і тільки половина приєднань. Якщо пошкодження на шинах стійке, приєднання, що відключилося, переводять на справну систему шин. Перерва електропостачання половини приєднань визначається тривалістю перемикачів. Однією з важливих вимог до схем на стороні вищої напруги є створення умов для ревізії і опробування вимикачів без перерви роботи. Цим вимогам відповідає схема з обхідною системою шин і обхідним вимикачем. Для РУ 110 кВ істотними стають недоліки цієї схеми:

- відмова одного вимикача при аварії призводить до відключення всіх джерел живлення і ліній, приєднаних до даної системи шин, а якщо в роботі знаходиться одна система шин, відключаються всі приєднання. Ліквідація аварії затягується, тому що всі операції по переходу з однієї системи шин на іншу виробляються роз'єднувачами. Якщо джерелами живлення є потужні блоки турбогенератор-трансформатор, то пуск їх після скидання навантаження на час більше 30 хв може зайняти кілька годин;
- пошкодження **шиноз'єднувального** вимикача рівноцінне КЗ на обох системах шин, тобто призводить до відключення всіх приєднань;
- велика кількість операцій роз'єднувачами при виводі в ревізію і ремонт вимикачів ускладнює експлуатацію РУ; - необхідність установки шиноз'єднувального, обхідного вимикачів і великої кількості роз'єднувачів збільшує витрати на спорудження РУ.

У схемі з однією секціонованою системою шин і обхідний системою шин, аварія на збірних шинах призводить до відключення половини приєднань на весь час ремонту, друга секція і приєднання до неї залишаються в роботі. Відповідальні споживачі, що нормально жилися з обох секцій, залишаються без резерву, а споживачі нерезервованої по мережі, взагалі відключаються на весь час ремонту. При аварії на секційному вимикачі відбувається відключення всіх джерел. Ремонт секції, також, пов'язаний з відключенням всіх ліній і джерел, приєднаних до даної секції.

Таким чином, на напругу 110 кВ **вибираємо** схему з двома системами шин і обхідним вимикачем. Схема з двома системами шин дозволяє проводити ремонт однієї системи шин, зберігаючи в роботі всі приєднання. Схема є більш гнучкою і досить надійною. Для збільшення надійності блоки 300 МВт приєднуються до РУ 110 кВ через два вимикачі до різних систем збірних шин. Ці вимикачі в нормальному режимі виконують функції шиноз'єднувального. При пошкодженні на будь-якій системі шин блок **генератор-трансформатор** залишається в роботі. Виключається можливість втрати обох систем шин.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 9.

**Тема: РОЗРОБКА СХЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ[18].**

**Мета заняття: Ознайомлення з методикою побудови схем власних потреб електростанцій.**

Електродвигуни власних потреб застосовуються, як правило, асинхронні з короткозамкненим ротором[19]. Для великих механізмів власних потреб можуть застосовуватися синхронні двигуни. Для живлення потужних електродвигунів власних потреб застосовується напруга 6-10 кВ. Для інших двигунів змінного струму власних потреб застосовується напруга 0,4 або 0,66 кВ. Мережа 0,4 кВ виконується з заземленою нейтраллю. На електростанціях, на котрих всі генератори включені на збірні шини генераторної напруги, електропостачання власних потреб здійснюється від цих шин. На електростанціях, на яких всі генератори включені за схемою блоків генератор-трансформатор, живлення власних потреб здійснюється шляхом влаштування відгалужень від блоку з установкою в ланцюгах цих відгалужень реакторів або транс-форматорів. При наявності вимикача між генератором і трансформатором, відгалуження приєднується між вимикачем і трансформатором. На електростанціях зі змішаною схемою включення генераторів живлення власних потреб здійснюється частково від шин генераторної напруги і частково від блоків генератор-трансформатор. При живленні власних потреб від збірних шин генераторної напруги і відгалужень від блоків генератор-трансформатор, резервне джерело живлення власних потреб приєднується, як правило, до шин генераторної напруги. При живленні власних потреб тільки відгалуженнями від блоків генератор-трансформатор резервний трансформатор власних потреб приєднується до збірних шин РУ підвищеної напруги з нижчою номінальною напругою за умови, що ці шини можуть отримувати електроенергію від зовнішньої мережі при зупинці генераторів станції, в тому числі і через трьохобмоткові трансформатори (автотрансформатори), з'єднані в блок з генераторами. Резервний трансформатор може приєднуватися до сторонніх джерел живлення, розташованих поблизу електростанції. Резервні трансформатори власних потреб електро-станцій з блоками 160 МВт і більше приєднуються до різних джерел живлення (РУ різних напруг, різні секції збірних шин РУ однієї напруги, третинні обмотки автотрансформаторів). Допускається приєднання резервних трансформаторів власних потреб до обмотки середньої напруги автотрансформаторів з установкою на відгалуженні до резервного трансформатора власних потреб окремого вимикача. Припустиме резервування власних потреб за допомогою відгалуження від блоку генератор-трансформатор з установкою вимикача між генератором і трансформатором.

Розподільні пристрої власних потреб виконуються з однією системою збірних шин. Число резервних трансформаторів приймається при наявності генераторних вимикачів: один на кожні чотири блоки (при цьому перший РТВП встановлюється з першим блоком, другий - з п'ятим блоком). При відсутності генераторних вимикачів в ланцюгах всіх генераторів:

- один, при кількості блоків один і два;
- два, при кількості блоків від трьох до шести включно;
- два, приєднаних до джерела живлення, і один РТВП, неприєднаний до джерела живлення, але встановлений на фундаменті і готовий до перекочування при кількості блоків сім і більше. Вибір робочого трансформатора власних потреб полягає у визначенні типу та номінальної потужності трансформатора. Потужність трансформатора визначається виходячи з умови:

$$S_{\text{ном. тр.}} \geq P_{\text{вл.потр.}} * K_c$$

де:  $P_{\text{вл.потр}}$  - потужність споживана власних потреб, МВА;

$K_c$  - коефіцієнт попиту, визначається по [2], стор. 369, табл. 5.1

Тип трансформатора вибираємо по каталогах з урахуванням вихідних даних. Дані вибраних трансформаторів власних потреб наводяться в табличній формі. Резервні трансформатори вибираються, в залежності від прийнятої схеми власних потреб. Потужність кожного резервного трансформатора власних потреб на блокових електростанціях без генераторних вимикачів повинна забезпечити заміну робочого трансформатора одного енергоблоку і одночасний пуск або аварійну зупинку другого енергоблоку. Якщо точний перелік

споживачів власних потреб в такому режимі невідомий, то потужність резервного трансформатора власних потреб вибирається на ступінь більше, ніж робочого. Якщо в схемах енергоблоків встановлені генераторні вимикачі, то потужність резервних трансформаторів приймається рівною потужності робочих трансформаторів. Для підтримки необхідного рівня напруги на шинах власних потреб, трансформатори мають РПН. Застосування трансформаторів з розщепленою обмоткою і роздільна робота секцій 6 кВ призводять до обмеження струму короткого замикання до такого значення, яке дозволяє застосувати комірки комплектного розподільного пристрою. На ТЕЦ неблочного типу (з поперечними зв'язками по парі) вибирається одне резервне джерело 6 кВ на кожні шість робочих трансформаторів або ліній.

#### Додаток Д9.

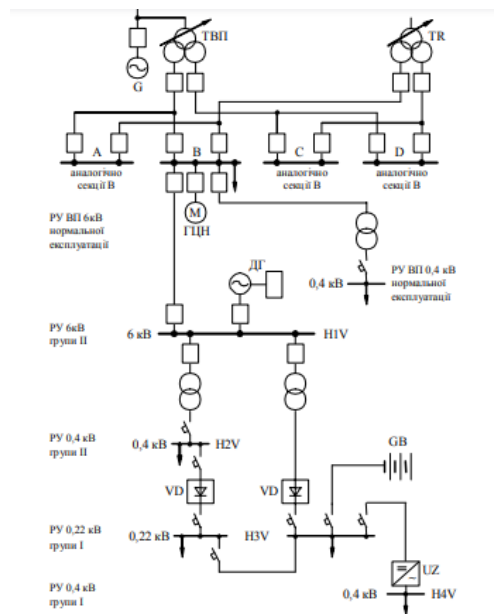


Рис. 9.1. Схема живлення системи власних потреб блока АЕС з реактором типу ВВЕР – 1000.

#### Приклад.

Тип електроустановки	$\frac{P_{с.н\ max}}{P_{уст}}$ , %	$\frac{W_{с.н}}{W_{выр}}$ , %	$k_c$
ТЭЦ:			
пылеугольная	8–14	8–13	0,8
газотопная	5–7	6–10	0,8
КЭС:			
пылеугольная	6–8	4–7	0,85–0,9
газотопная	3–5	3–6	0,85–0,9
АЭС:			
с газовым теплоносителем	5–14	3–12	0,8
с водным теплоносителем	5–8	5–9	0,8
ГЭС:			
малой и средней мощности	3–2	2–1,5	0,7
большой мощности	1–0,5	0,5–0,2	0,8
Подстанция:			
тупиковая	50–200 кВт	—	—
узловая	200–500 кВт	—	—

## Приклад виконання практичної роботи 9.

Розробка схеми власних потреб[16].

Основним споживачем електричної енергії в системі власних потреб (в.п.) електростанцій є електродвигуни - привід робочих машин і механізмів (насосів, вентиляторів, млинів і т. д.). Застосовуються, в основному, асинхронні двигуни трифазного змінного струму, котрі становлять орієнтовно 90% всього навантаження власних потреб електростанції. Можуть застосовуватися, також, асинхронні електродвигуни з фазним ротором, синхронні електродвигуни та регульований електропривод, коли це необхідно за умовами технологічного процесу. Іншими споживачами електричної енергії на станції є світильники, обігрівальні пристрої, зварювальні агрегати тощо. Робоче живлення всіх видів електроприймачів власних потреб, включаючи і особливо відповідальні, здійснюють шляхом відбору потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою понижуючих трансформаторів. Для електропостачання власних потреб теплових електростанцій, як правило, застосовують напругу 6 кВ та 0,4 кВ, причому від РУ 6 кВ живлять електродвигуни потужністю 200 кВт і більше. При розподілі електродвигунів між напругами 6 і 0,4 кВ враховують, що:

- двигуни потужністю менше 200 кВт на 6 кВ в 1,5-2,3 рази дорожче двигунів на 0,4 кВ при інших однакових параметрах;
- застосування електродвигунів потужністю понад 200 кВт на напругу 0,4 кВ вимагає для їх живлення кабелів великого перерізу.

Розподільний пристрій власних потреб виконують з однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання[20]. Резервне живлення відповідальних і невідповідальних електроприймачів власних потреб забезпечують, також, відбором потужності від головної електричної схеми, при дотриманні умови, що місця приєднання ланцюгів резервного живлення повинні бути незалежні від місць приєднання ланцюгів робочого живлення. Для особливо відповідальних споживачів власних потреб передбачають додаткове, незалежне джерело енергії. Вибираємо схему підключення ТВП - по одному робочому ТВП, підключеному до відгалуження від генератора. Резервні ТВП підключаємо до РУ середньої напруги і обмотці НН автотрансформаторів зв'язку. Номінальну потужність робочих трансформаторів власних потреб. (ТВП) вибирають відповідно до їх розрахункових навантажень. З урахуванням підвищених вимог надійності, що пред'являються до системи власних потреб електро-станцій, перевантаження робочих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається сумою потужностей усіх електроприймачів, котрі підключені до цього трансформатора. Вибір потужності ТВП здійснюється за формулою:

$$S_{ТВП} \geq \frac{0,06 \cdot P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}$$

У ланцюзі генератора ТВФ-120-2У3:  $S_{ТВП} \geq \frac{0,06 \cdot P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \geq \frac{0,06 \cdot 100}{0,8} \geq 7,5 \text{ МВА};$

У ланцюзі генератора ТВФ-63-2У3  $S_{ТВП} \geq \frac{0,06 \cdot P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \geq \frac{0,06 \cdot 63}{0,8} \geq 4,72 \text{ МВА};$

Для ТВФ-120-2У3 вибираємо трансформатор марки: ТДНС-10000/10. Для ТВФ-63-2У3 вибираємо трансформатор марки: ТМНС-6300/10. При наявності генераторних вимикачів, РТВП вибирається такої ж потужності, як і ТВП. Вибираємо РТВП марки: ТДН-10000/110. Кількість пускорезервних трансформаторів вибираємо в залежності від числа енергоблоків: при шести енергоблоках з генераторними вимикачами - один РТВП, підключений до збірних

шин 110 кВ і другий РТВП, що не приєднаний до джерела, але готовий до заміни будь-якого робочого трансформатора власних потреб.

Основні дані трансформаторів приведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1.

Основні дані трансформатора власних потреб.

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$P_{\text{х}}$ , кВт	$P_{\text{к}}$ , кВт	$U_{\text{к}}$ , %
ТДНС	10	10,5	6,3	12	60	8
ТМНС	6,3	10,5	6,3	8	46,5	8
ТДН	10	115	6,3	14	58	10,5

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 10.

### Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

**Мета заняття:** Навчитися розраховувати параметри релейного захисту силових трансформаторів підстанцій споживачів

Теоретичні положення.

Основні види пошкоджень та особливі режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів[3].

Основними видами пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів є:

- міжфазні к.з. в обмотках і на виводах трансформаторів і автотрансформаторів;
- однофазні та двофазні к.з. на землю (для трансформаторів з ефективно заземленою нейтраллю та автотрансформаторів) в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання на землю (для трансформаторів з ізольованою нейтраллю);
- виткові замикання;
- "пожежа" магнітопроводу.

При міжфазних к. з. в обмотках та на виводах, а, також, при однофазних і двофазних к.з. на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю істотно зростає рівень струмів в обмотках трансформатора, що зумовлює їх перегрівання і, як наслідок, – виткові замикання, розклад оливи (для оливних трансформаторів) та пожежу трансформатора. Ці пошкодження є дуже небезпечними для трансформатора. Тому захисти від таких пошкоджень повинні діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі та увімкнення системи пожежо-гасіння. У такому разі трансформатор вимикають зі всіх сторін, щоб запобігти живленню місця к.з. не тільки від джерела живлення, а й від увімкнутих двигунів навантаження.

При виткових замиканнях обмотки трансформатора, в короткозамкнених витках виникають струми, що багатократно перевищують його номінальний струм, хоча за такого режиму фазні струми трансформатора можуть бути меншими від номінальних. Тому захист від таких пошкоджень, як і в попередньому випадку, також повинен діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі.

При однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю рівень струмів є порівняно незначним і безпосередньо не загрожує роботі трансформатора. Але за такого режиму зростає напруга непошкоджених фаз відносно землі, яка, в разі металічного замикання на землю, збільшується в 3 рази. При дугових замиканнях і ферорезонансних

явищах, як показує досвід експлуатації, напруга непошкоджених фаз відносно землі може сягати чотирикратного рівня. Спеціальний захист від таких пошкоджень на трансформаторах не встановлюють, але на лініях, що живляться від трансформаторів мереж з ізольованою нейтраллю, встановлюють захист від однофазних замикань на землю.

"Пожежа" сталі трансформатора виникає при пошкодженні ізоляції між пластинами магнітопроводу. Тоді виникають замикання між пластинами і в них зростають вихрові струми (струми Фуко). Виникає місцеве перегрівання, що супроводжується розкладом трансформаторної оливи, виділенням газу. Захист від таких пошкоджень повинен діяти на сигнал. При значних пошкодженнях ізоляції між пластинами, що супроводжуються бурхливим газовиділенням розкладеної оливи, захист повинен без витримки часу вимикати трансформатор від мережі. До особливих режимів роботи трансформатора зараховують режими надструмів в обмотках трансформатора (надструми менші від струмів міжфазних к.з., але більші від номінальних струмів). Причинами виникнення надструмів можуть бути:

- зовнішні к.з.;
- коливання в системі;
- перевантаження;
- перезбудження.

За зовнішніх к.з. (к.з. на шинах, к.з. на приєднаннях, що живляться від трансформатора) значно зростають струми в обмотках трансформатора, що призводить до їх перегрівання, передчасного старіння ізоляції, і, як наслідок, до її пробою [8]. Тому на трансформаторах передбачають спеціальний захист від надструмів зовнішніх к.з., що діє на вимкнення пошкодження з витримкою часу. У трьохобмоткових трансформаторах захист діє на вимкнення вимикача тієї обмотки, від якої безпосередньо живиться пошкоджений об'єкт. Коливання можуть виникати між частинами системи, об'єднаними через трансформаторний зв'язок. У такому разі перетоки зрівнювальних струмів протікають через трансформатор і нагрівають його. Зрівнювальні струми можуть бути дуже великими (навіть більшими від струмів к.з.), тому такий режим, також, є небезпечним для трансформатора. При перевантаженнях рівень струмів є істотно меншим, ніж при зовнішніх к.з. Перевантаження можуть виникати, наприклад, через під'єднання до трансформатора додаткового навантаження пристроями АВР після вимкнення паралельно працюючого трансформатора. тощо. Роботу, при незначних перевантаженнях оливних трансформаторів допускають упродовж часу, що залежить від кратності перевантаження (табл. 10.1).

Таблиця 10.1.

Допустимі перенавантаження силових трансформаторів.

Кратність перенавантаження, $I_T / I_{T ном.}$	1,3	1,6	1,75	2	3
Допустимий час перенавантаження, хв	120	45	20	10	1,5

Як видно з таблиці, незначні перевантаження трансформатора може ліквідувати обслуговуючий персонал підстанції. На підстанціях, де черговий персонал відсутній, довготривалі перевантаження повинні ліквідувати спеціальні пристрої релейного захисту та автоматики, що з витримкою часу вимикають менш відповідальних споживачів. Отже, захист від перевантажень повинен діяти на сигнал (коли є можливість розвантажити трансформатор вручну або автоматично). В інших випадках захист від перевантажень повинен діяти з витримкою часу на вимкнення трансформатора від мережі. Трансформатори великої потужності, що експлуатуються в електроенергетичних системах, мають великі розміри та масу. Ефективне використання матеріалів (трансформаторна сталь, обмоткові проводи) призвело до оптимального підвищення робочої номінальної індукції в сталі трансформатора – до ~1,65 Тл. Подальше підвищення індукції в магнітопроводі трансформатора приводить до значного збільшення струму намагнічування в обмотках та втрат у сталі. Тому



підвищення напруги живлення трансформатора без збільшення кількості витків обмотки призводить до перезбудження трансформатора та його перегрівання. Захистити трансформатор від перезбудження складно, але застосування автоматики регулювання напруги (пристроєм РПН) забезпечує відповідний підбір витків обмотки живлення трансформатора і не допускає його перезбудження.

Для захисту силових трансформаторів напругою 6...10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА та деяких трансформаторів напругою 35/6... 10 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 захист (для трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище, а, також, для трансформаторів 4000 кВА, що працюють паралельно). Для захисту від усіх видів пошкоджень всередині бака та від зниження рівня масла трансформаторів із  $S_n \geq 6300$  кВА (допускається також для трансформаторів  $S_n = 1000...4000$  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, вона діє на сигнал із відповідною витримкою часу.

### Струмова відсічка трансформаторів[5].

Захист силових трансформаторів виконують двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої вибирається більшим від максимального струму зовнішнього короткого замикання за трансформатором (на шинах низької напруги):

$$I_{сп.СВ} \geq k_n * I_{к.макс.зовн.}^{(3)}, \quad (10.1)$$

де:  $I_{к.макс.зовн.}^{(3)}$  - струм трифазного к.з. за транс-ром, приведений до сторони живлення, А;  
 $k_n$  - Коефіцієнт надійності, що враховує похибку і точність реле захисту, похибку трансформаторів струму.

- $k_n = 1,1 - 1,4$  для реле РТ 40, РТ-80 (90);
- $k_n = 1,2 - 1,6$  для реле РТВ;
- $k_n = 1,05$  для мікропроцесорних захистів.

$$I_{к.макс.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (10.2)$$

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:

$$\begin{aligned} I_{сп.СВ} &\geq I_n \\ I_{нам.} &= (3-5)I_{ном.тр.} \end{aligned} \quad (10.3)$$

де:  $I_{нам}$  - струм намагнічування трансформатора, А

$I_{ном.тр.}$  - номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{ном.тр.} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.тр(вн)}}, \quad (10.4)$$

де:  $S_{н.тр.}$  - номінальна потужність трансформатора, що захищається, кВА.

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 (10.1) та (10.3).

Уставка струму спрацьовування реле відсічки:

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

Струм спрацьовування відсічки трансформатора (уточнений первинний струм відсічки):

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

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$k_{q.CB} = \frac{I_{k.min}}{I_{cn.CB.mpr}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{y.p.CB}} \cdot \frac{k_{cx.min}}{K_{mc}}, \quad (10.5)$$

де:  $I_{k.min}$  - мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення відсічки

(струм двофазного к.з.  $I_k^{(2)}$ )/

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

### Максимальний струмовий захист трансформаторів[8].

Другим ступенем захисту трансформатора є максимальний струмовий захист (МСЗ), струм спрацьовування якого вибирають за максимальним робочим струмом трансформатора:

$I_{роб.макс.}$ , аналогічно як і для МСЗ повітряної лінії.

$$I_{cn.MC3} = \frac{k_{\kappa}}{k_{нос}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.макс}. \quad (10.6)$$

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

$$t_{mp} \geq t_{ПЛ} + \Delta t \quad (10.7)$$

де:  $t_{ПЛ}$  – найбільша витримка часу захисту приєднаних до транс-ра повітряних ліній, с.

Струм спрацьовування реле МСЗ трансформатора:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}.$$

Уставка струму спрацьовування реле МСЗ:

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

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

$$k_{q.MC3} = \frac{I_{k.min}}{I_{cn.MC3}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{y.p.MC3}} \cdot \frac{k_{cx}}{K_{mc}} \quad (10.8)$$

де:  $I_{k.min}$  - мінімальне значення струму к.з. (струм двофазного к.з. на шинах нижчої напруги трансформатора.  $I_k^{(2)}$ ). А

Робота цього захисту як резервного перевіряється при короткому замиканні в кінці елементів, приєднаних до шин нижчої напруги трансформатора (при цьому бажано мати  $k_q \geq 1,5$ ). 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 спрацювання МСЗ трансформатора вибирають аналогічно як і для МСЗ ліній. В даному випадку на стороні живлення приймають час спрацювання 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[3].

**ЗАДАЧА 10.1** Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист трансформатора (рисунок 8.1). Потужність трансформатора 110/10 кВ  $S_{н.тр} = 4000$ кВА. Вихідні дані для розрахунку наведені на рисунку 8.1.

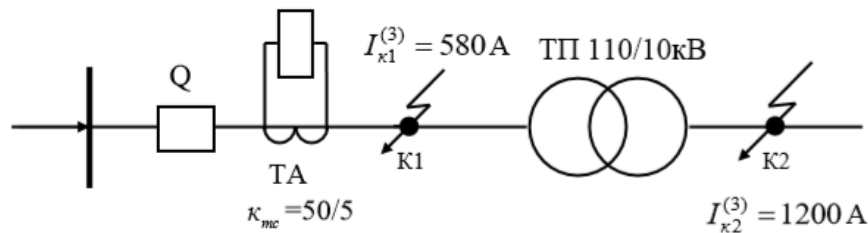


Рисунок 10.1 – Схема релейного захисту трансформатора.

1. Приймаємо дворелейну схему захисту зі з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку» ( $k_{сх}=1$ ) із реле РТ – 40 (рисунок 10.1).
2. Вибираємо розрахункову точку к.з. – зовнішнє к.з. у точці К1. 3.
3. Визначаємо максимальний струм з боку встановлення відсічки при зовнішньому короткому замиканні:

$$I_{к.мах.з.овн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(он)}}. \quad I_{к.з.овн.} = \frac{1200}{110/11} = 120 \text{ А.}$$

4. Вибираємо струм спрацювання захисту. Він повинен відстроюватися від зовнішніх к.з. та з урахуванням можливих кидків струму намагнічування:
  - а)  $I_{сп.СВ} = k_n \cdot I_{к.з.овн.}$ ;  $I_{сп.СВ} = 1,3 \cdot 120 = 136 \text{ А};$
  - б)  $I_{сп.СВ} = (3 \dots 4) \cdot I_{н.тр}$ ;  $I_{сп.СВ} = 4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ А.}$
5. Для подальших розрахунків приймаємо:  $I_{сп.СВ} = 136,0 \text{ А}$  Вибираємо уставку та виконання реле. Реле РТ – 40/20. Приймаємо уставку  $I_{ур.СВ} = 14 \text{ А}$ . З'єднання обмоток реле – паралельне.
6. Уточнене значення струму спрацювання відсічки:

$$I'_{сп.СВ} = \frac{k_{мс} \cdot I'_{сп.р.СВ}}{k_{сх}}. \quad I'_{сп.СВ} = \frac{10 \cdot 14}{1} = 140 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч/СВ} = \frac{I_{К\min}}{I'_{сп.СВ}} = \frac{I_{К2}^{(3)} \cdot k_{сх.\min}}{k_{мс} \cdot I_{у.р.СВ}}. \quad k_{ч} = \frac{580 \cdot 1}{50/5 \cdot 14} = 4,1 > 2$$

$$4,1 > k_{ч.\min} = 2.$$

Умова виконується.

### ЗАДАЧА 10.2 (самостійно)

Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист силового трансформатора 35/10 кВ (рисунок 8.2). Потужність трансформатора  $S_{н.тр}$ , кВА, струм трифазного к.з. в точці К1)  $I_{к1}^{(3)}$ , А, струм трифазного к.з. в точці К2)  $I_{к2}^{(3)}$ , А. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 10.1.

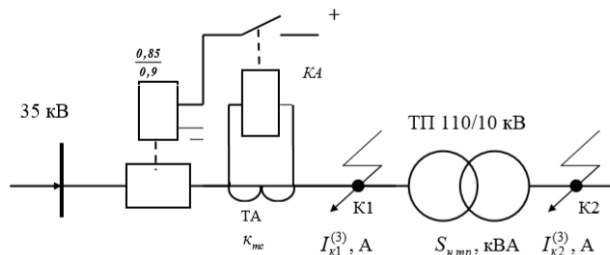


Рисунок 10.2. Схема релейного захисту силового трансформатора.

Таблиця 10.1

#### Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{н.тр.}$	$I_{к1}^{(3)}$ , А	$I_{к2}^{(3)}$ , А	$k_{мс}$
1	1000	1400	4300	30/5
2	1600	1200	3800	50/5
3	2500	1000	3400	75/5
4	4000	950	2500	100/5
5	6300	850	1900	150/5
6	10000	720	1100	200/5
7	1600	1500	3100	50/5
8	10000	1300	5100	200/5
9	2500	1100	2200	75/5
10	4000	1600	2700	100/5
11	6300	1800	3500	150/5
12	10000	2000	3000	200/5
13	1600	750	1000	50/5
14	2500	1100	1400	75/5
15	4000	1500	2100	100/5
16	6300	2100	4200	150/5
17	10000	2500	4500	200/5
18	1600	820	1200	30/5
19	10000	2600	3800	200/5
20	2500	1100	1000	75/5

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 11.

### Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ВІТРОГЕНЕРАТОРА.

Мета: Ознайомитися з основними параметрами ВЕУ і методикою розрахунку вітрогенераторів.

#### 1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА [28].

Вітрогенераторами називають двигуни, що перетворюють енергію вітру в механічну роботу. По пристрою вітряка і положенню його в потоці вітру системи вітрогенераторів розділяються на три класи:

1. Крильчаті вітрогенератори мають вітроколесо з тим або іншим числом крил. Площина обертання вітроколеса у крильчатих вітрогенераторів перпендикулярна напрямку вітру, отже, вісь обертання паралельна вітру (мал. 1, а). Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітрогенераторів досягає  $\xi = 0,42$ .

2. Карусельні і роторні вітрогенератори мають вітроколесо (ротор) з лопатями, рухомими у напрямку вітру; вісь обертання вітроколеса займає вертикальне положення (мал. 1, б).

Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітрогенераторів рівний від 10 до 18%. 3. Барабанні вітрогенератори мають таку ж схему вітроколеса, як і роторні, і відрізняються від них лише горизонтальним положенням ротора, тобто вісь обертання вітроколеса горизонтальна і розташована перпендикулярно потоку вітру (рис. 1, г). Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітряків від 6 до 8%.

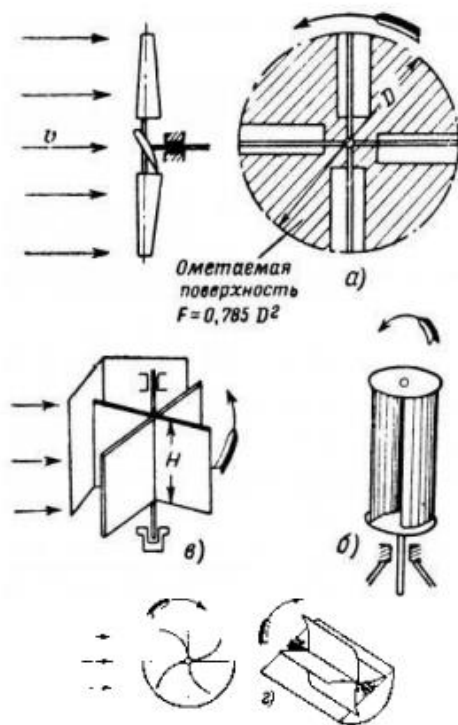


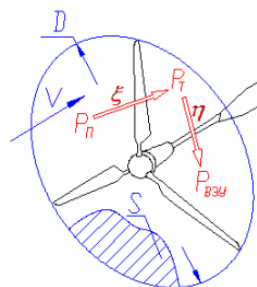
Рис. 11.1. Системи вітрогенераторів : а - крильчаті вітрогенератори; б) - роторні вітрогенератори; г - карусельні вітрогенератори.



Рис. 11.2. Вітродвигун і його основні елементи

Крильчатий вітродвигун складається з наступних елементів (рис. 11.2):

1. Вітряк може мати від 2 до 24 лопатей. Вітряки з числом лопатей від 2 до 4 називаються малолопатевими; якщо у вітроколеса більше 4 лопатей, то воно називається багатолопатевим.
2. Голівка вітродвигателя представляє опору, на якій монтується вал вітроколеса і верхня передача (редуктор).
3. Хвіст кріпиться до голівки і повертає її біля вертикальної осі, встановлюючи вітроколесо на вітер.
4. Вежа вітродвигуна служить для винесення вітроколеса вище за перешкоди, котрі порушують течію повітряного потоку. Малопотужні вітродвигуна, що працюють на генератор, зазвичай монтуються на стовпі або трубі з розтяжками.
5. Біля основи вежі вертикальний вал трапляється до нижньої передачі (редуктору), яка передає рух робочим машинам.
6. Регулювання оборотів вітроколеса представляє пристосування або механізм, з що обмежує обороти вітроколеса із збільшенням швидкості вітру. Параметри вітроустановки пов'язані між собою нескладними однозначними фізичними залежностями. Параметри вітроустановки пов'язані між собою нескладними однозначними фізичними залежностями.



Основні параметри ВЕУ :

Номінальна потужність  $P_{ном}$  (Вт, кВт) - потужність, що розвивається вітроустановкою при розрахунковій швидкості вітру;

Розрахункова швидкість вітру  $V_p$  (м/з) - швидкість, яку приймають для розрахунку вітрового навантаження на споруди при проектуванні. Залежно від класу споруди враховується швидкість із заданою повторюваністю - 1 раз на рік, в 5, 10, 15, 20, 50 і 100 років;

Діаметр вітротурбіни  $D$  (м) - відрізок, що сполучає пару найбільш віддалених одна від однієї точок вітротурбіни і проходить через її центр. Вироблення енергії  $W_M$  (кВт-год.) - кількість енергії, що виробляється вітротурбіною за певний проміжок часу (місяць, рік), величина, залежна від середньої швидкості вітру; Середня потужність  $P_{CP}$  (кВт) - потужність, при безперервній підтримці якої, вироблення енергії за місяць буде рівне реальною.

## 2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА.

### 2.1. Розрахунок вітрогенератора.

Завдання 1. Розрахувати потужність вітроустановки з радіусом ротора  $R_M$  при стартовій швидкості вітру  $V_{м/з}$ , коефіцієнтом використання вітру , ККД редуктора -  $\eta_{ред}$ ; ККД генератора -  $\eta_{ген}$ .

Завдання 2. При якій швидкості вітру вітроустановка генеруватиме кількість енергії, достатню для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка при радіусі ротора  $R$  м, коефіцієнті використання вітру - ; ККД редуктора -  $\eta_{ред}$ ; ККД генератора -  $\eta_{ген}$ . Розрахунок вітрогенератора здійснюють по алгоритму:

1. Потужність вітроустановки дорівнює

$$P = \Pi * P_T,$$

де  $\Pi$  - коефіцієнт корисної дії генератора і трансмісії (зазвичай рівний 0,8 – 0,9);

$P_T$  - потужність вітротурбіни.

2. Потужність турбіни складає:  $P_T = \xi \cdot P_{\Pi}$  ,

де: де  $\xi$  - коефіцієнт вітровикористання. Принципово відрізняється від ККД тим, що "недоотримана" потужність, в основному, не є втратами, а залишається в потоці. По різних теоріях максимальне значення коефіцієнта вітровикористання ідеального пристрою складає 0.59 - 0.68. Це легко зрозуміти, представивши крайню ситуацію, коли у потоку відбирається 100% енергії. У такому разі потік повинен повністю зупинитися, що вже суперечить його наявності. Реальний коефіцієнт вітровикористання добре спроектованої турбіни складає 0.4-0.55;

$P_{\Pi}$  - потужність вітрового потоку, що проходить через омітаєму вітротурбінну площу.

4. Потужність потоку обчислюється за формулою  $P_{\Pi} = \frac{\rho * V^3}{2} * S$

де:  $\rho$  - щільність повітря (стандартне значення 1.225 кг/м<sup>3</sup>);

$V$  - швидкість необуреного вітрового потоку;

$S = \pi D^2 / 4$  - омітаєма площа.

Точніший розрахунок можна провести по формулі:  $P = \xi * \pi * R * V^3 * \rho * \eta_{ред} * \eta_{ген} = \dots \cdot 2 \cdot 3 \cdot 5,0$

,  
де:

$\xi$  - коефіцієнт використання енергії вітру (у номінальному режимі для швидкохідних вітряків досягає максимум  $\xi_{max} = 0,4 \div 0,5$ ), безмірна величина

$R$  - радіус ротора, м:

$V$  - швидкість повітряного потоку, м/з;

$\rho$  - щільність повітря, кг/м<sup>3</sup>;

$\eta_{ред}$  - ККД редуктора, %;

$\eta_{ген}$  - ККД генератора, %.

Для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка необхідно мати установку середньої потужності 3 кВт.

Величини і одиниці їх виміру	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$R_m$	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
$V_{m/з}$	4,7	4,9	5,2	6,4	6,3	5,5	5,8	5,0	4,9	4,7
$\xi$	0,4	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,47	0,49	0,5	0,53
$\eta_{ред. \%}$	0,84	0,83	0,82	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87
$\eta_{ген. \%}$	0,88	0,89	0,9	0,87	0,86	0,85	0,9	0,87	0,88	0,89

### Завдання 3.

Визначити потужність вітрової електростанції,  $n$  однотипних вітроенергетичних установок, що містить:

Довжина лопаті вітроколеса  $L$ ;

швидкість вітру  $W$ , ККД вітродвигуна  $\eta_v$ , електричний ККД установки (генератора і перетворювача)  $\eta_e$ , температура повітря  $t$ , атмосферний тиск  $p$ . Вітровий потік, що проходить через площу  $F$ , омитаєму лопатями вітродвигуна, має енергію:

$$E = \frac{mv^2}{2} \text{ Дж.}$$

де  $w$  - швидкість вітру,

$m$  - маса повітря.

За секунду через площу  $F$  протікає  $m = \rho w F$  кг/з.

де  $\rho = p/RT$  - щільність повітря, кг/м<sup>3</sup>;

$p$  - атмосферний тиск, Па;

$R = 287$  Дж/кг·

$D_0$  - газова постійна;

$T$  - абсолютна температура, К.

Площа  $F$  визначається через довжину лопаті  $L_{\text{Ветроколеса}}$ :

$F = \pi L^2$ . Відповідно, електрична потужність  $N$ , ВЕУ, що розвивається, визначається формулою:

$$N = \frac{\eta_e \eta_v \rho \pi L^2 w^3}{2}, \text{ Вт}$$

Де  $\eta_v$  - ККД вітродвигуна (змінюється в межах 0,25.0,35)  $\eta_e$  - електричний ККД вітрогенератора і перетворювача (в межах 0,70.0,85).

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$I$	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$n, шт$	8	9	10	11	12	11	10	9	8	7
$L, м$	55	57	59	61	63	66	69	72	75	78
$w, м/з$	12	11	10	9	12	14	16	18	20	18
$\eta_e, \%$	31	32	33	34	33	32	33	34	33	34
$\eta_v, \%$	73	74	75	76	78	77	76	77	78	79
$t, \text{ }^\circ\text{C}$	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
$p, \text{ кПа}$	100	101	102	101	100	99	98	97	99	101



## ПРАКТИЧНА РОБОТА 12.

### Тема: ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ.

**Мета:** Ознайомлення з проблематикою електромагнітної сумісності та основними рішеннями для виконання норм з електромагнітної сумісності, Електромагнітна сумісність. Електромагнітні впливи.

Електромагнітна сумісність (ЕМС) є сучасним поняттям, об'єднуючим такі відомі електромагнітні явища, як радіоперешкоди, вплив на мережу, перенапруги, коливання напруги мережі, електромагнітні впливи, паразитні зв'язки, фон промислової частоти 50 Гц, впливу заземлення і т.д. [29] Існує кілька визначень поняття «Електромагнітна сумісність». Так стандарт VDE 0870 (Товариство німецьких електротехніків) визначає ЕМС як «здатність електричного пристрою задовільно функціонувати в його електромагнітному оточенні, не впливаючи на це оточення, до якого належать також і інші пристрої, неприпустимим чином». ГОСТ Р 50397-92 визначає електромагнітну сумісність як «здатність технічного засобу функціонувати із заданою якістю в заданій електромагнітній обстановці і не створювати неприпустимих електромагнітних завад іншим технічним засобам».

Основними поняттями в теорії електромагнітної сумісності є поняття передавачів і приймачів

електромагнітної енергії (електромагнітних завад) у їх розширеному розумінні. Так до передавачів електромагнітної енергії відносяться телевізійні і радіомовні пристрої, електричні ланцюги і системи, ненавмисно випромінюють в навколишнє середовище електромагнітну енергію, електроприймачі, які є джерелами електромагнітних завад, поширюються по ланцюгах живлення.

На об'єктах електроенергетики передавачами електромагнітних впливів, які можуть впливати на автоматичні і автоматизовані системи технологічного управління електротехнічними об'єктами є:

- Перехідні процеси в ланцюгах високої напруги при комутаціях силовими вимикачами і роз'єднувачами;
- Перехідні процеси в ланцюгах високої напруги при коротких замикань, спрацьовуванні розрядників або обмежувачів перенапруг;
- Електричні і магнітні поля промислової частоти, створювані силовим обладнанням станцій і підстанцій;
- Перехідні процеси в заземлюючих пристроях підстанцій, обумовлені струмами КЗ промислової частоти і струмами блискавок;
- Швидкі перехідні процеси при комутаціях в індуктивних ланцюгах низької напруги;
- Перехідні процеси в ланцюгах різних класів напруги при ударах блискавки безпосередньо в об'єкт або поблизу нього;
- Розряди статичної електрики;
- Електромагнітні збурення в колах оперативного струму.
- Як приклади передавачів електромагнітних впливів можна також перерахувати: автомобільні пристрої запалювання, люмінесцентні лампи, колекторні електродвигуни, силова електро-ніка, зварювальні апарати, електроінструмент і т. д .
- В особливих ситуаціях розглядаються такі види електромагнітних впливів, як: Електромагнітні імпульси ядерних вибухів;
- Магнітне поле Землі при аномальні явища на поверхні Сонця.

Джерела електромагнітних завад на електричних станціях і підстанціях зображені на рис. 1.1. До приймачів електромагнітних впливів відносяться теле і радіоприймачі, силові електро-приймачі, системи автоматизації, автомобільна мікроелектроніка, керуючі прилади та

регулятори, засоби релейного захисту та автоматики, пристрої обробки інформації та т. д. . Багато електричних пристроїв можуть одночасно діяти як приймачі так і як передавачі. З урахуванням викладеного електричний пристрій вважається сумісним, якщо він в якості передавача є джерелом електромагнітних завад не вище допустимих, а в якості приймача володіє допустимою чутливістю до сторонніх впливів, тобто достатньою завадостійкістю та імунітетом.

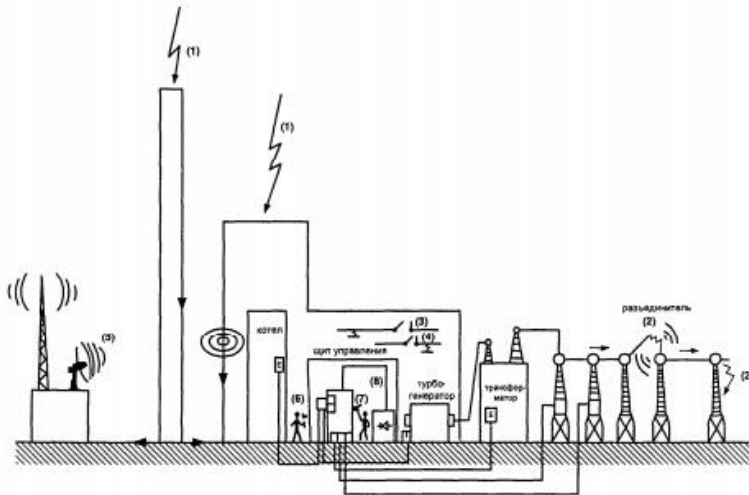


Рис. 1.1. Джерела електромагнітних впливів на електричні станції і підстанції: 1 - удар блискавки; 2 - перемикання і короткі замикання (КЗ) в мережах високої напруги; 3 - перемикання і короткі замикання в мережі середньої напруги (СН); 4 - перемикання і короткі замикання в мережі низької напруги (НН); 5 - зовнішні джерела радіочастотних випусків; 6 - внутрішні джерела радіочастотних випромінювань; 7 - розряди статичної електрики; 8 - джерела кондуктивних завад по ланцюгах живлення. Електромагнітні впливи можуть проявлятися у виді зворотніх і незворотніх порушень. Так, у якості зворотнього порушення можна назвати шум при телефонній розмові. До незворотнього порушення відноситься збій в роботі в системах релейної захисту, що може привести до відключення навантаження. В табл. 1.1. приведені приклади пошкоджень та неправильної роботи пристроїв РЗА викликаних діями електромагнітних завад.

Таблиця 1.1.

Приклади пошкоджень та неправильної роботи пристроїв РЗА через вплив електромагнітних завад.

№ п.п.	Подія	Наслідки	Причини
Комутації в первинних колах			
1	Комутація роз'єднувачем на ПС з елегазовим РУ.	Помилкова робота РЗА. Відключилась лінія 110 кВ.	Несправний заземлюючий пристрій (ЗП). Високий рівень імпульсних завад.
2	Комутація вимикачем 10 кВ на ПС із закритим РУ	Помилкова робота РЗА. Відключилась лінія 110 кВ.	Імпульсні завади в мережі постійного струму більше 2 кВ
3	Комутація роз'єднувачем на ПС з елегазовим РУ.	Пошкодження електронного реле	Високий рівень імпульсних завад. Низька завадостійкість реле

4	Комутація роз'єднувачем на ПС з елегазовим РУ.	Збій в роботі автоматики контролю густини елегазу. Заблоковано управління вимикачами 110 кВ.	Низька завадостійкість апаратури
5	Комутація вимикачем 110 кВ на ПС з відкритим РУ	Хибне відключення вимикача 220 кВ	Імпульсні перешкоди в хоперативного струму.
Короткі замикання на землю в ланцюгах високої напруги			
6 <sub>a</sub>	КЗ на землю на шинах 110 кВ ПС з відкритим РУ	Пошкодження апаратури РЗА, комутаційних апаратів в мережі постійного струму. Відключилися 6 ліній 110 кВ	Несправний заземлюючий пристрій (ЗП)
6 <sub>б</sub>	Ближнє КЗ на землю ПС з відкритим РУ	Загоряння кабелів в кабельному каналі	Перекриття з ЗП на ланцюги постійного струму
7	КЗ на шинах 110 кВ ПС з відкритим РУ	Хибна робота. Відключилася лінія 500 кВ	Несправний ЗП
8	КЗ на шинах ПС з закритим РУ	Хибна робота. Відключилася лінія 110 кВ	Несправний ЗП
9	КЗ на шинах ВРП-110кВ відкритої ПС з відкритим РУ	Помилково відключився блок генераторів на ТЕЦ	Несправний ЗП
Удари блискавки в територію підстанції			
10	Удар блискавки в блискавкоприймач на ВРП ПС	Пошкодження пристроїв системи автоматичного управління. Загорілося реле на розподільному щиті	Неправильно виконаний блискавкозахист
11	Удар блискавки в блискавкоприймач на ВРП ПС	Відключилося 8 вимикачів на РУ 110 кВ, і 2 вимикачі на РУ 220 кВ	Неправильно виконаний блискавкозахист
Стаціонарні режими.			
12	Нормальний режим на ТЕЦ	Помилково працює мікропроцесорний захист генератора. Відключився блок генератора	Перешкоди в ланцюгах дискретних сигналів. неекранований кабель

Потужними чинниками впливу на ЕМС являються грозові перенапруги. Тому, для стабільної і надійної роботи пристроїв РЗіА, а особливо мікропроцесорних пристроїв на ПС, необхідно в першу чергу забезпечити електростанції та електропідстанції надійним блискавкозахистом.

### Розрахунок зони захисту блискавковідводу

Загальні положення. [15]

Блискавкозахист — це система захисних пристроїв та заходів, що призначені для забезпечення безпеки людей, збереження будівель та споруд, устаткування та матеріалів від можливих вибухів, займань та руйнувань, спричинених блискавкою.

Блискавка — особливий вид проходження електричного струму через величезні повітряні прошарки, джерелом якого є атмосферний заряд, накопичений грозовою хмарою. Умови утворення таких хмар — велика вологість та швидка зміна температури повітря. Довжина каналу блискавки може досягати кількох кілометрів, сила струму — 200 000 А, напруга —

150 000 кВ, а температура — 10000 °С і більше. Час існування блискавки 0,1 — 1 с. Щосекунди земну кулю уражають в середньому більше 100 блискавок. Розрізняють первинні (прямий удар) і вторинні прояви блискавки.

Прямий удар блискавки (ураження блискавкою) — безпосередній контакт каналу блискавки з будівлею чи спорудою, що супроводжується протіканням через неї струму блискавки. Прямий удар блискавки здійснює на уражений об'єкт наступні дії: електричну, що пов'язана з ураженням людей і тварин електричним струмом та виникненням перенапруг на елементах, по яких струм відводиться в землю; теплову, що зумовлена значним виділенням теплоти на шляхах проходження струму блискавки через об'єкт; механічну, що спричинена ударною хвилею, яка поширюється від каналу блискавки, а також електродинамічними силами, що виникають у конструкціях, через які проходить струм блискавки.

Під вторинними проявами блискавки розуміють явища під час близьких розрядів блискавки, що супроводжуються появою потенціалів на конструкціях, трубопроводах, електропроводах всередині будівель і споруд, які не зазнали прямого удару блискавки. Вони виникають внаслідок електростатичної та електромагнітної індукції.

Електростатична індукція проявляється у наведені потенціалів на металевих елементах конструкції, в незамкнених металевих контурах, що може викликати іскріння всередині будівель та споруд і тим самим ініціювати пожежу чи вибух.

Електромагнітна індукція супроводжується появою в просторі змінного магнітного поля, яке індукує в металевих контурах, що утворені із різних протяжних комунікацій (трубопроводів, електропроводів і т. п.) електрорушійну силу (ЕРС).

У замкнених контурах ЕРС призводить до появи наведених струмів. У контурах, в яких контакти недостатньо надійні в місцях з'єднання, такі струми можуть викликати іскріння або сильне нагрівання, що дуже небезпечно для приміщень, де утворюються вибухо- та (або) пожежонебезпечні концентрації.

Ще однією особливістю вторинного прояву блискавки є занесення високих потенціалів у будівлю по металоконструкціях, які підведені в цю будівлю (трубопроводах, рейкових шляхах, естакадах, провадках ліній електропередач і т. п.). Такі занесення супроводжуються електричними розрядами, які можуть стати джерелом вибуху чи пожежі.

Захист об'єктів від прямих ударів блискавки забезпечується шляхом встановлення блискавковідводів. Захист від електростатичної індукції (вторинний прояв блискавки) здійснюється приєднанням устаткування до заземлювача для відведення електростатичних зарядів, індукованих блискавкою, в землю. Захист від електромагнітної індукції полягає у встановленні методом зварювання перемичок між протяжними металоконструкціями в місцях їхнього зближення менше ніж на 10 см. Інтервал між перемичками повинен становити не більше 20 м. Це дає змогу наведеному струму блискавки переходити з одного контуру в інший без утворення електричних розрядів. Захист від занесення високих потенціалів у будівлю здійснюється шляхом приєднання до заземлювача металоконструкцій перед їх введенням у будівлю.

Будівлі та споруди поділяються за рівнем блискавкозахисту на три категорії. Приналежність об'єкта, що підлягає блискавкозахисту, до тієї чи іншої категорії визначається головним чином його призначенням та класом вибухопожежонебезпечних зон згідно ПУЕ.

I категорія — будівлі та споруди або їх частини з вибухонебезпечними зонами класів В-I та В-II. В них зберігаються чи знаходяться постійно або використовуються під час виробничого процесу легкозаймисті та горючі речовини, що здатні утворювати газо-, пило-, пароповітряні суміші, для вибуху яких достатньо невеликого електричного розряду (іскри).

II категорія — будівлі та споруди або їх частини, в яких наявні вибухонебезпечні зони В-Ia, В-Iб, В-IIa. Вибухонебезпечні газо-, пило-, пароповітряні суміші в них можуть з'явитися лише при аварії чи порушенні устанавленого технологічного процесу. До цієї ж категорії належать зовнішні установки класу В-Iг та склади, у яких зберігаються вибухонебезпечні матеріали, легкозаймисті та горючі рідини.

III категорія — ціла низка будівель та споруд, зокрема: будівлі та споруди з пожежонебезпечними зонами класів П-I, П-II та П-IIa; зовнішні технологічні установки, відкриті склади горючих речовин, що належать до зон класів П-III; димові та інші труби підприємств і котельних, башти та вишки різного призначення висотою 15 м і більше.

Об'єкти I та II категорій необхідно захищати як від прямих ударів блискавки, так і від вторинних її проявів. Будівлі та споруди III категорії повинні мати захист від прямих ударів блискавки та занесення високих потенціалів, а зовнішні установки — тільки від прямих ударів.

При виборі пристроїв блискавкозахисту за категоріями враховують важливість об'єкта, його висоту, місце розташування серед сусідніх об'єктів, рельєф місцевості, інтенсивність грозової діяльності. Останній параметр характеризується середньорічною тривалістю гроз у годинах для даної місцевості.

Табл. 1

Середня інтенсивність грозової діяльності у різних регіонах (областях) України

№ з/п	Регіони (області) України	Інтенсивність грозової діяльності, год/рік
1	Автономна Республіка Крим	40—60
2	Закарпатська, Запорізька, Донецька	80—100
3	Інші області України	60—80

Для захисту об'єкта від прямих ударів блискавки застосовують блискавковідвід — пристрій, який височіє над захищуваним об'єктом, сприймає удар блискавки та відводить її струм у землю. Захисна дія блискавковідводу базується на властивості блискавки уражати найбільш високі та добре заземлені металеві конструкції. **За конструктивним виконанням** блискавковідводи поділяються на *стержневі*, *тросові* та *сітчасті*, а за кількістю та загальною площею захисту — на *одинарні*, *подвійні* та *багатократні*. Окрім того, розрізняють блискавковідводи встановлені окремо та такі, що розташовані на об'єкті, що захищається

Будь-який блискавковідвід складається з блискавкоприймача 1 (металевий стержень, трос, сітка), який безпосередньо сприймає удар блискавки; несучі опори 2 (спеціальні стовпи, елементи конструкцій будівлі), на якій розташовується блискавкоприймач; струмовідводу 3

(металевий провідник, конструкція), по якому струм блискавки передається в землю; заземлювача 4, який забезпечує розтікання струму блискавки в землі.

Блискавковідвід характеризується зоною захисту — частиною простору, навколо блискавковідводу, яка захищена від прямих ударів блискавки з відповідним ступенем надійності.

За величиною ступеня надійності зони захисту можуть бути двох типів: зона А — ступінь надійності не менше 99,5%, зона Б — не менше 95%. Тип зони захисту блискавковідводу залежить від очікуваної кількості уражень блискавкою будівель та споруд без блискавкозахисту за рік, яка визначається за формулою:

$$N = \left[ (S + 6h_x) \cdot (L + 6h_x) - 7,7h_x^2 \right] n \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

де  $S$ ,  $L$  та  $h_x$  — відповідно ширина, довжина та найбільша висота будівлі, м;

$n$  — середньорічна кількість ударів блискавки в  $1 \text{ км}^2$  поверхні землі в даному географічному місці (табл. 2)

Табл. 2

Середньорічна кількість ударів блискавки в  $1 \text{ км}^2$  поверхні землі залежно від інтенсивності грозової діяльності

Середня інтенсивність грозової діяльності, год./рік	10–20	20–40	40–60	60–80	80–100	100 і більше
Середньорічна кількість ударів блискавки в $1 \text{ км}^2$ поверхні землі	1	2	4	5,5	7	8,5

Якщо  $N > 1$ , то для будівель та споруд, що належать до II категорії за рівнем блискавкозахисту, приймається зона захисту А, а при  $N < 1$  — зона захисту Б.

Для одинарного стержневого блискавковідводу висотою  $h \leq 150$  м зона захисту являє собою конус з вершиною на висоті  $h_0 < h$ . На рівні землі зона захисту утворює коло радіусом  $r_0$ , а горизонтальний переріз зони на висоті  $h_x$  утворює коло радіусом  $r_x$ . Співвідношення розмірів зони захисту типу А та типу Б наведені нижче (РД 34.21.122-87).

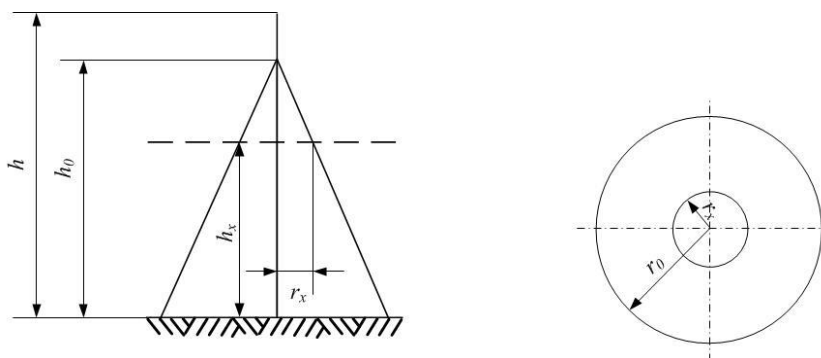


Рис. 1. Зона захисту окремого стержневого блискавковідводу

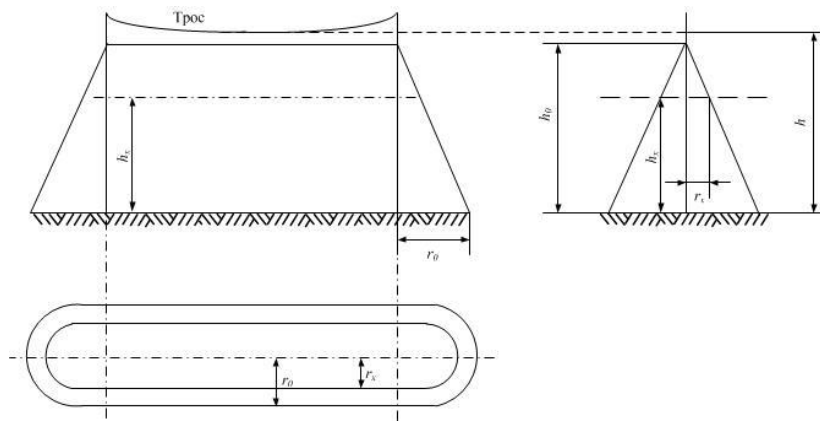


Рис. 2. Зона захисту окремого тросового блискавковідводу

Якщо відома висота  $h_x$  будівлі, що підлягає захисту, та радіус  $r_x$  на цій висоті, то для зони захисту Б повна висота блискавкоприймача становить

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} \quad (2)$$

Табл. 3.

Формули для визначення розмірів зони захисту типу А та типу Б одинарного стержневого блискавковідводу

Параметр	Зона захисту А	Зона захисту Б
$h_0, \text{ м}$	$0,85h$	$0,92h$
$r_0, \text{ м}$	$(1,1 - 0,002h)h$	$1,5h$
$r_x, \text{ м}$	$(1,1 - 0,002h) \left[ \frac{h - h_x}{0,85} \right]$	$1,5 \left[ \frac{h - h_x}{0,92} \right]$

Табл. 4.

Формули для визначення розмірів зони захисту типу А та типу Б одинарного тросового блискавковідводу

Параметр	Зона захисту А	Зона захисту Б
$h_0, \text{ м}$	$0,85h$	$0,92h$
$r_0, \text{ м}$	$(1,35 - 0,0025h)h$	$1,5h$
$r_x, \text{ м}$	$(1,35 - 0,0025h) \left[ \frac{h - h_x}{0,85} \right]$	$1,7 \left[ \frac{h - h_x}{0,92} \right]$

Якщо відома висота  $h_x$  будівлі, що підлягає захисту та радіус  $r_x$  на цій висоті, то для зони захисту Б висота тросу в точці найбільшого провисання становить

$$h = \frac{r_x + 1,85 \cdot h_x}{1,7} \quad (3)$$

Якщо проаналізувати формули (2) та (3) й таблиці 3 та 4, для того щоб визначити параметри окремого блискавковідводу для зони захисту Б необхідно задатися або висотою блискавкоприймача  $h$  та згодом визначити  $r_x$ , або за значенням радіусу  $r_x$  вирахувати повну висотою блискавкоприймача  $h$ . Рішення про той чи інший крок приймається студентом самостійно, однак рекомендується спершу задатися величиною  $r_x$  ( $\approx 2,0 \dots 2,6$  м), а потім розрахувати  $h$ .

Для зони захисту А величина  $h$  визначається з умови  $h = 1,05 \dots 1,10 h_x$ , а величина  $r_x$  розраховується.

Усі розрахунки за рівнем блискавкозахисту ведуться для II категорії, як найбільш розповсюдженої.

### Порядок розрахунку блискавкозахисту:

1. Обґрунтування необхідності улаштування блискавкозахисту (включає визначення ступеня вогнестійкості будівельних конструкцій будинку і класу зони);
2. Визначення категорії і типу зони захисту блискавковідводу;
3. Вибір типу блискавкоприймача;
4. Розрахунок висоти блискавкоприймача;
5. Визначення інших нормованих параметрів блискавкоприймача, струмовідводів, заземлювача;
6. Заходи щодо захисту від вторинних проявів блискавки і заносу високого потенціалу.

### Приклад розрахунку

Розрахувати зони захисту блискавковідводу виробничої будівлі закритого розподільчого пристрою 110 кВ за такими даними: будівля довжиною  $L = 80$  м, шириною  $S = 16$  м, висотою  $h_x = 15$  м, яка розташована в Донецькій області. Вид блискавковідводу: окремий стержневий. Зобразити на схемі параметри блискавкозахисту.

### Розв'язання

Спершу визначимо очікувану кількість уражень блискавкою будівель та споруд без блискавкозахисту за рік за формулою (1). Оскільки будівля розташована в Донецькій області, то, згідно табл. 2, середньорічна кількість ударів блискавки в  $1 \text{ км}^2$  поверхні землі залежно від інтенсивності грозової діяльності складає  $n = 7$ . Тоді:

$$N = |(S + 6h_x) * (L + 6h_x) - 7,7h_x^2| n * 10^{-6} = |(16 + 6 * 15) * (80 + 6 * 15) - 7,7 * 15^2| * 7 * 10^{-6} = 0,114$$

$N < 1$ , тому обирається зона захисту Б.  $r_x$  приймається рівним 2 м.

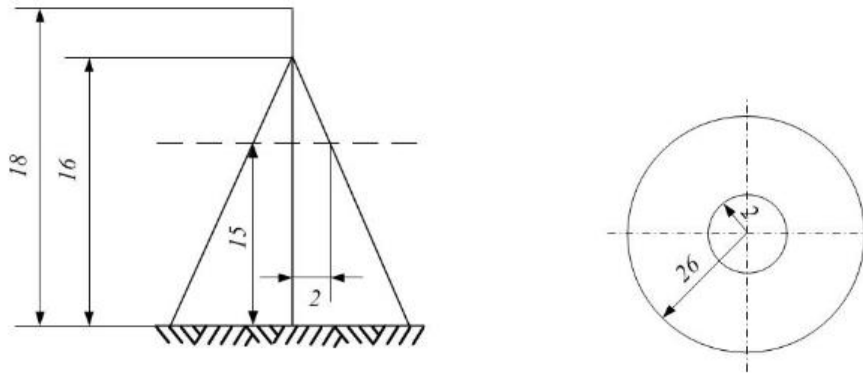


За формулою (2) для зони захисту Б повна висота блискавкоприймача становить

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} = \frac{2 + 1,63 \cdot 15}{1,5} = 17,6 \approx 18 \text{ м}$$

Згідно табл. 3 вирахуємо параметри  $r_0$  та  $h_0$ :  $r_0 = 1,5 \cdot h = 26,45 \approx 26$ ;  $h_0 = 0,92 \cdot h = 16,2 \approx 16$

Схему блискавкозахисту за розрахунковими параметрами наведено нижче.



Варіанти індивідуальних параметрів для завдання №1

№ варіанту	L, м	S, м	$h_x$ , м	Регіон (область)	Вид блискавковідводу
22	8	6	7,5	Рівненська	окремий тросовий
2	6	5	6	Запорізька	окремий тросовий
3	9	5	5	Львівська	окремий стержневий
4	25	18	11	Волинська	окремий тросовий
5	100	32	8	Луганська	окремий тросовий
6	7,5	5	5	Донецька	окремий стержневий
7	16	7	15	Харківська	окремий тросовий
8	9	5	9	Полтавська	окремий стержневий
9	35	18	15	Херсонська	окремий тросовий
10	50	32	8,5	Одеська	окремий тросовий
11	28	16	11	Дніпропетровська	окремий тросовий
12	15	8	12	Вінницька	окремий стержневий
13	125	58	30	Закарпатська	окремий тросовий
14	35	15	8	Сумська	окремий тросовий

15	70	50	18	Тернопільська	окремий стержневий
16	23	10	45	Хмельницька	окремий тросовий
17	47	28	8	Кіровоградська	окремий тросовий

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила устройства электроустановок. Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. 416с.
2. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
3. Коваленко О.І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : навчальний посібник. Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462с.
4. Будзко И. А., Зуль Н. М. Электроснабжение сельского хозяйства : учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений. М.: Агропромиздат, 1990. 496 с.
5. Будзко И. А. Лещинская Т. Б., Сукманов В. И. Электроснабжение сельского хозяйства : учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений. М.: Колос, 2000. 536 с.
6. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / 2-е вид. перероб. та доп. К. : Вища школа. Головне вид-во, 1983. 343 с.
7. Притака І. П., Козирський В. В. Електропостачання сільського господарства. К. : Урожай, 1995. 304 с.
8. Проектування систем електропостачання в АПК / С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлєв, В. О. Мунтян та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.
9. Практикум по електрообладженню сельского хозяйства / под ред. И. А. Будзко. М. : Колос, 1982. 319с.
10. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование. М.: Агропромиздат, 1990. 351с.
11. Харкута К. С., Яницкий С. В., Ляш Э. В. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства : учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов. М. : Агропромиздат, 1992. 223 с.
12. Довідник сільського електрика / 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В. С. Олійника. К. : Урожай, 1989. 264 с.
13. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / 4-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
14. Визначення допустимої втрати напруги за таблицею відхилень. [https://studopedia.su/4\\_14046\\_viznachennya-dopustimoi-vtrati-naprugi-za-tablitseyu-vidhilen.html](https://studopedia.su/4_14046_viznachennya-dopustimoi-vtrati-naprugi-za-tablitseyu-vidhilen.html); (дата звернення 11.02.2021).
15. Методичні вказівки до виконання контрольної роботи з дисципліни «Охорона праці в галузі» для студентів заочної форми навчання за фахом 7.060101 (ПЦБ, МБГ, АРХ). / Укл.. М. М. Палейчук. Алчевськ : ДонДТУ, 2012. 41 с. URL: <https://studfile.net/preview/5056147/> (дата звернення 11.02.2021).
16. П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ 2009. URL: <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/AB594E9F-4D13-4801-BF80-743ACE42861D.pdf> (дата звернення 11.02.2021).
17. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж.

18. Гаряжа В. М. Карюк А. О. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій і підстанцій». ХНУМ. 2016. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/154806434.pdf> (дата звернення 11.02.2021).
19. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций. Учебное пособие для вузов. Ленэнергоиздат. 1985. URL: <https://www.elec.ru/files/2019/12/06/guk-yub-kantan-vv-petrova-ss-proektirovanie-elekt.pdf> (дата звернення 11.02.2021).
20. Проектування електроустановок власних потреб. URL: [https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk\\_modelyuvannya\\_zadachah\\_rozvytku\\_elektrsystem/3\\_1.htm](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/3_1.htm) (дата звернення 11.02.2021).
21. Гловацкий, В. Г., Пономарев И. В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / 3-я электронная версия. М. : Энергомашвин, 2003. 534 с.
22. ДСТУ 3896:2007 Вітроенергетика. Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення понять. URL: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=78881](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=78881) (дата звернення 11.02.2021).
23. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Неисчерпаемая энергия. Кн.1, 2. Ветроэлектрогенераторы. Харьков : Нац. Аэрокосм. ун-т «ХАИ», Севастополь: Сев. нац. техн. ун-т, 2003. 400 с.
24. Ветроэнергетика. п/р Д.де Рензо .М.: Энергоатомиздат, 1982. 272 с. .
25. Основы современной энергетики : учебник для вузов. В 2-х т. / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. 4-е изд., перераб. и доп. Т.2: Современная электроэнергетика / под ред. А. П. Бурмана, В. А. Строева. М. : МЭИ, 2008.
26. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / 4-е изд. М. : Издательский центр «Академия», 2007.
27. Ю. Л. Новосилецкий, О. О. Лаврищев. Методичні вказівки для проектування систем електропостачання в АПК. 2014 .
28. Методичні рекомендації до практичних занять з навчальної дисципліни «Альтернативні джерела енергії» (для студентів напрямків підготовки б. 040106 «Екологія, охорона навколишнього середовища та збалансоване природокористування» та 6.050301 «Гірництво») / Укл. Костенко В. К., Колеснікова В. В., Зав'ялова О. Л. Донецьк : ДоНТУ, 2013. 4 с.
29. Харлов Н. Н. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике : учебное пособие. Томск : Изд-во ТПУ, 2007. 207 с.
30. Ф. П. Шкрабець. Основы электропостачання : навчальний посібник. Дніпропетровськ. 2012. URL: <https://vde.nmu.org.ua/ua/lib/oes.pdf> (дата звернення 11.02.2021).
31. Технический отчет по договору № 22-2006. Анализ электромагнитной обстановки на ПС 535, ПС 39 и разработка мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости при установке микропроцессорных устройств. Расчет заземляющего устройства, системы молниезащиты, трасс кабельных каналов (лотков) на ПС «Петродворец» с соблюдением требований ЭМС». Часть 1. ПС «Петродворец». Санкт-Петербург, 2006.