

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

**Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

СУМИ – 2025

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Рясна О. В., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

К 19 Електрична частина станцій і підстанцій :

Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М Козін, О. Ю. Савойський, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 63 с.

У методичних вказівках зібраний основний теоретичний матеріал з електричної частини станцій і підстанцій, наведені завдання та приклади їх виконання.

Методичні вказівки будуть корисними під час вивчення дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій», підготовки до проходження практик, написання кваліфікаційних робіт, а також при вирішенні практичних завдань, пов'язаних з проблемами електропостачання об'єктів різних сфер діяльності та побуту людини.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

Лобода В. Б., к. ф.-м. н., професор кафедри охорони праці та фізики СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А. В., к. т. н., завідувач кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 4 від «28» січня 2025 року

ЗМІСТ

	С.
Вступ.....	4
1 Вибір головної електричної схеми електростанції та розрахунок кількості приєднань.....	5
2 Побудова графіка навантаження та вибір потужності трансформаторів (автотрансформаторів) на вузловій підстанції.....	8
3 Розрахунок втрат потужності і електроенергії у трансформаторі.....	14
4 Розрахунок струмів короткого замикання на електростанції.....	17
5 Вибір високовольтного вимикача.....	20
6 Вибір і перевірка роз'єднувача високої напруги.....	24
7 Вибір струмообмежувального реактора.....	27
8 Вибір вимірювального трансформатора струму.....	29
9 Вибір вимірювального трансформатора напруги.....	32
10 Вибір і розрахунок ізолятора.....	34
11 Вибір розрядників та ОПН.....	36
12 Вибір запобіжника.....	38
13 Вибір і розрахунок шин.....	40
14 Розрахунок заземлення понижувальної підстанції 110 кВ.....	48
15 Розрахунок захисту від ударів блискавки.....	51
Список рекомендованої літератури.....	59
Додатки.....	61

ВСТУП

Методичні вказівки призначені для проведення практичних занять з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навчання.

Методичні вказівки спрямовані на інженерів у галузі електроенергетики у частині процесу виробництва електроенергії на різних видах електростанцій, у тому числі на відновлюваних (сонячних, вітрових та інших) і фахівців в системах електропостачання різноманітних підприємств.

Методичні вказівки будуть корисні при підготовці фахівців з проєктування, монтажу, наладки та експлуатації електричної частини електричних станцій, підстанцій і основного електроенергетичного устаткування підприємств, що визначає важливість і актуальність методичних вказівок, які орієнтовані на набуття здобувачами практичних навичок та вмінь.

Вказівки містять основний теоретичний матеріал. Також вказівки можуть бути корисними фахівцям, що працюють в енергетичній галузі, здобувачам другого (магістерського) і третього (аспірантського) рівнів вищої освіти.

1 ВИБІР ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК КІЛЬКОСТІ ПРИЄДНАНЬ

Кількість мереж для розподільчих пристроїв (РП) з напругою 110, 220, 330 кВ, як правило, визначається потужністю, яка по ним передається:

$$n = \frac{P_{\max}}{P_{EK}}, \quad (1.1)$$

де $P_{\max}$ – потужність, що передається з шин РП у максимальному режимі; P_{EK} – економічна потужність однієї мережі [7]

Значення економічної потужності для однієї мережі залежить також від кількості годин використання за рік максимальної потужності $T_{\max}$.

Використовуючи дані, отримані у табл. 1.1, значення $T_{\max}$ знаходиться як:

$$T_{\max} = \frac{\sum P_i t_i}{P_{\max}} \cdot N, \quad (1.2)$$

де N – кількість днів у році для заданого типового графіка навантаження.

Окрім цього, для знаходження P_{EK} необхідно попередньо задати переріз мереж, що робиться довільно, однак значення їх повинно бути не меншим допустимого відповідно до вимог виникнення коронного розряду.

Якщо з шин підстанції передається значна потужність, то використовують розщеплення фази мережі (орієнтовна кількість мереж, що відходять від шин середньої напруги підстанції повинна бути не більшою ніж 10–12).

У випадку використання розщепленого на 2–3 частини дроту фази необхідно величину P_{EK} , яка знайдена за довідковими даними, помножити на кількість дротів у фазі.

Значення потужності, яка передається по мережах 500 кВ, знаходиться по значенню натуральної потужності P_{HT}

$$n = \frac{P_{\max}}{P_{HT}}; \quad (1.3)$$

$$P_{HT} = \frac{U_H^2}{Z_x}, \quad (1.4)$$

де U_H^2 – номінальна напруга мережі, кВ; Z_x – хвильовий опір мережі, Ом.

Хвильовий опір мереж 500 кВ може бути взятий таким, що дорівнює 2500 Ом, для мереж 750 кВ – 2000 Ом.

У зв'язку з тим, що частина мереж за рахунок планових та аварійних ремонтів може бути відключена, а потужність, що передається, у цьому разі не повинна зменшитися, то отримана кількість мереж повинна бути перевірена за вимогою граничної потужності, що передається з шин РП напругою 110, 220 кВ:

$$n - 2 \geq \frac{P_{\max}}{P_{gp}}, \quad (1.5)$$

де P_{gp} – гранична потужність, що передається по одній мережі, знаходиться аналогічно величині P_{EK} [7].

Для РП 330, 500 кВ повинна виконуватися вимога:

$$n - 1 \geq \frac{P_{\max}}{P_{gp}} \quad (1.6)$$

Кількість мереж, що відходять від РП, і кількість підключених до РП автотрансформаторів у подальшому називається кількістю приєднань. Схема РП визначається згідно [3] залежно від напруги та кількості приєднань.

Після вибору схем усіх РП складається повна схема підстанції. Рекомендації з вибору схем РП наведені у [3].

Потужність трансформатора власних потреб вибирається виходячи з навантаження власних потреб. Перевірка на допустимість аварійного перевантаження не виконується. Рекомендуються спрощені співвідношення:

$$S_{en} = (0,001 - 0,002) S_{\max}; \quad (1.7)$$

$$S_{ном} = \frac{S_{en}}{1,4(n-1)}, \quad (1.8)$$

де n – кількість трансформаторів власних потреб з нижчою напругою 0,4 кВ.

2 ПОБУДОВА ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ТА ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ) НА ВУЗЛОВІЙ ПІДСТАНЦІЇ

Найчастіше на підстанціях встановлюються два трансформатори чи авто-трансформатори. В цьому випадку забезпечується надійне живлення споживачів навіть при аварійному відключенні одного з них.

На двохтрансформаторних підстанціях в перші роки експлуатації, коли навантаження не досягло розрахункового, можлива установка одного трансформатора. Протягом цього періоду необхідно забезпечити резервування електропостачання споживачів мережами середньої чи низької напруги. У подальшому при збільшенні навантаження до розрахункового встановлюється другий транс-форматор. Якщо при установці одного трансформатора забезпечити резервування мережами СН і НН неможливо або повне розрахункове навантаження підстанції очікується раніше ніж через 3 роки після введення її в експлуатацію, то під-станція споруджується за кінцевою схемою, тобто з двома трансформаторами.

Однотрансформаторні підстанції можуть споруджуватися для живлення невідповідальних споживачів третьої категорії, якщо заміна пошкодженого трансформатора чи його ремонт можливий на протязі доби.

Спорудження однотрансформаторних підстанцій для споживачів другої категорії допускається при наявності централізованого пересувного резерву чи при наявності іншого резервного джерела живлення від мережі СН чи НН, який вмикається вручну чи автоматично.

Централізований трансформаторний резерв широко використовується в схемах електропостачання промислових підприємств. В цьому випадку в цехах споруджуються однотрансформаторні підстанції і передбачається один резерв-ний трансформатор, який при необхідності може бути встановлений на будь-якій цеховій підстанції. Те ж саме може бути передбачене для району електричної мережі, який об'єднує декілька підстанцій, зв'язаних під'їзними дорогами, стан яких дозволяє в будь-яку пору року перевезти резервний

трансформатор на будь-яку підстанцію.

Спорудження однострансформаторних підстанцій забезпечує значну економію капітальних витрат, але не виключає перерв електропостачання, тому рекомендована гранична потужність таких підстанцій за наявності пересувного трансформаторного резерву складає до 25 МВА при 110 кВ, до 6,3 МВА при 35 кВ; при відсутності пересувного резерву 2,5 – 6,3 МВА при 110 кВ, 2,5 – 4,0 МВА при 35 кВ.

По заданому типовому графіку навантаження будується в іменованих одиницях графік активного $P(t)$ і повного $S(t)$ навантаження. Рекомендується спочатку заповнити таблицю даних для кожного інтервалу часу початкового графіка, при цьому тривалість кожного ступеня часу приймається згідно заданого початкового графіка навантаження.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків для вибору потужності автотрансформаторів

Розрахункові значення		Тривалість ступеня графіка				
		0–2	2–4	4–6	...	22–24
Активна потужність P	%					
Активна потужність P	МВт					
$\cos\varphi$	–					
$\operatorname{tg}\varphi$	–					
Реактивна потужність Q	МВАр					
Результативна реактивна потужність $Q_{рез}$	МВАр					
Повна потужність S	МВА					

Для кожного ступеню графіка розраховуються значення $\cos\varphi$ за виразом:

$$\cos\varphi = (\cos\varphi_{\max} - 0,7) \frac{P - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} + 0,7, \quad (2.1)$$

де P – поточне значення навантаження по графіку $P(t)$; $P_{\max}$, $P_{\min}$ – максимальне і мінімальне значення навантаження згідно графіка $P(t)$ в іменованих одиницях.

Для кожного ступеня графіка розраховується значення реактивної потужності $Q(t)$ згідно виразу:

$$Q(t) = P(t) \cdot \operatorname{tg} \varphi(t). \quad (2.2)$$

Для кожного ступеня графіка розраховується результуюче значення реактивної потужності згідно виразу:

$$Q(t)_{\text{рез}} = Q(t) - \sum Q_{\text{ск}}, \quad (2.3)$$

де $\sum Q_{\text{ск}}$ – потужність одного синхронного компенсатора.

При цьому, якщо значення $Q(t)_{\text{рез}}$ має від'ємне значення, то рекомендується $Q(t)_{\text{рез}}$ брати додатним з $\cos \varphi \approx 0,95 - 0,97$.

Обчислюється повне навантаження $S(t)$ і будується в іменованих одиницях графік повного навантаження:

$$P(t) = \sqrt{P^2(t) + Q^2(t)_{\text{рез}}}. \quad (2.4)$$

За наявності на підстанції споживачів I та II категорій потребується встановлення не менше двох автотрансформаторів.

Розрахункова потужність кожного з них визначається за співвідношеннями:

$$S_{\text{розр}} = \frac{S_{\max}}{(n-1)k_{\text{нав}}}; \quad (2.5)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{розр}}, \quad (2.6)$$

де n – кількість встановлених автотрансформаторів;

$k_{\text{нав}} = 4$ – коефіцієнт перевантаження у аварійному режимі;

$S_{\text{ном}}$ – каталожна номінальна потужність автотрансформатора.

За величиною $S_{\text{розр}}$ обирається номінальна потужність автотрансформатора $S_{\text{ном}}$. Це рішення є попереднім і потребує додаткової перевірки, тому що перевантаження автотрансформатора у аварійному режимі допускається лише

при виконанні певних умов.

При аварійному відключенні одного з автотрансформаторів другий, який залишився у роботі, дозволяє перевантаження на 40 % за час не більше ніж 6 годин, якщо коефіцієнт попереднього 10-годинного навантаження не перевищує 0,93.

Для перевірки допустимості аварійного перевантаження фактичний графік навантаження $S(t)$ перетворюється у двоступеневий еквівалентний, для чого на ньому наноситься пряма, що відповідає рівнянню:

$$S(t) = S_{ном}, \quad (2.7)$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність заздалегідь вибраного автотрансформатора підстанції.

Верхня частина графіка над цією прямою є зоною перевантаження автотрансформатора з тривалістю t_1 .

Еквівалентне навантаження автотрансформатора на інтервалі часу t_1 підраховується як середньоквадратичне значення за формулою:

$$S_{E1} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{t_1}}, \quad (2.8)$$

де S_i – навантаження автотрансформатора на різних ступенях графіка за час t_1 .

Коефіцієнт перевантаження k_1 знаходять як

$$k_1 = \frac{S_{E1}}{S_{ном}}. \quad (2.9)$$

При знаходженні коефіцієнта попереднього 10-годинного навантаження k_2 може зустрітися три варіанти:

а) початковий графік має один максимум, який перевищує лінію $S_{ном}$.

У цьому разі 10-годинна зона попереднього навантаження береться до початку перевантаження ($t_2 = 10 \text{ год}$). Значення еквівалентного попереднього навантаження S_{E2} і коефіцієнта k_2 знаходяться відповідно до виразів:

$$S_{E2} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{t_2}}; \quad (2.10)$$

$$k_2 = \frac{S_{E2}}{S_{ном}} . \quad (2.11)$$

б) Початковий графік має два максимуми, причому більший (за площею) слідує за меншим. За час t_1 приймається продовження більшого максимуми.

Менший максимум враховується у попереднім еквівалентні 10-годинному навантаженні.

в) Початковий графік має два максимуми, причому менший слідує за більшим. У цьому разі час t_2 відраховується після закінчення більшого максимуми, а менший максимум враховується в наступному за більшим максимумом 10-годинному навантаженні.

У разі невиконання хоча б однієї з вимог до встановлення повинен прийматися автотрансформатор більшої номінальної потужності і повторюється перевірка на перевантаження. Результати розрахунків зводяться в табл.2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку перевантаження автотрансформатора

Розрахункові параметри	Розрахункові значення	Допустимі значення
k_1		1,4
t_1		6 год
k_2		0,93
t_2		10 год

Вибраний автотрансформатор працює в комбінованому режимі передачі потужності у бік середньої напруги при видаванні реактивної потужності синхронних компенсаторів, приєднаних до обмотки нижчої напруги. Тому його потужність визначається навантаженням спільної обмотки згідно виразу

$$S_c = \sqrt{(k_B P_B + P_H)^2 + (k_B Q_B + Q_H)^2} , \quad (12.12)$$

де Q_B , P_B , P_H , Q_H – активна і реактивна потужність на боці вищої та нижчої напруги у максимальному режимі; коефіцієнт вигідності:

$$k_B = 1 - \frac{U_{CH}}{U_{BH}}. \quad (12.13)$$

Режим, що розглядається, буде допустимим для n автотрансформаторів, якщо:

$$S_c \leq k_B \cdot S_{ном} \cdot n. \quad (12.14)$$

Вихідні дані взяти з додатку А.

3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРІ

Загальну величину втрат ΔP_T активної потужності, кВт, у трансформаторі визначають за формулою:

$$\Delta P_T = \Delta P_{ст} + \Delta P_{об} K_z^2, \quad (3.1)$$

де $\Delta P_{ст}$ – втрати в сталі, кВт; (при номінальній напрузі $U_{ном}$ від навантаження не залежать, а залежать тільки від потужності трансформатора);

$\Delta P_{об}$ – втрати в обмотках, кВт; (залежать від навантаження);

$\Delta P_{об} \approx \Delta P_{кз}$ (втрати короткого замикання, КЗ, кВт); $\Delta P_{ст} \approx \Delta P_{хх}$;

K_z – коефіцієнт завантаження трансформатора, відносних одиниць.

Це відношення фактичного навантаження трансформатора до його номінальної потужності:

$$K_z = \frac{S_\phi}{S_{нт}}. \quad (3.2)$$

Загальну величину втрат ΔQ_m реактивної потужності (кВАр) у трансформаторі визначають за формулою:

$$\Delta Q_m = \Delta Q_{ст} + \Delta Q_{розс} K_z^2 \quad (3.3)$$

де $\Delta Q_{ст}$ – втрати реактивної потужності на намагнічування, кВАр;

Потужність намагнічування не залежить від навантаження

$$\Delta Q_{ст} \approx 0,01 i_{хх} S_{нт} \quad (3.4)$$

$\Delta Q_{розс}$ – втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при номінальному навантаженні

$$\Delta Q_{розс} \approx 0,01 u_{кз} S_{нт} \quad (3.5)$$

$i_{хх}$ – струм холостого ходу трансформатора, %;

$u_{кз}$ – напруга короткого замикання %;

$S_{нт}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Значення ΔP_{xx} , $\Delta P_{об}$, i_{xx} , $u_{кз}$ приймаються за даними каталогів для конкретного трансформатора.

На підставі розрахунку втрат потужності можна визначити втрати електроенергії. Для визначення втрат електроенергії застосовують метод, заснований на поняттях часу найбільших втрат (τ) і часу використання максимального навантаження (T_M). Час максимальних втрат (τ) – умовне число годин, протягом якого максимальний струм, що протікає безперервно, створює втрати енергії, рівні дійсним втратам енергії за рік.

Час використання максимуму навантаження (T_M) – умовне число годин, протягом якого при максимальному навантаженні передається чи споживається за рік стільки енергії, скільки при роботі по наведеному графіку. $\tau = F(\cos \varphi, T_M)$ визначається за графіком (рис. 3.1).

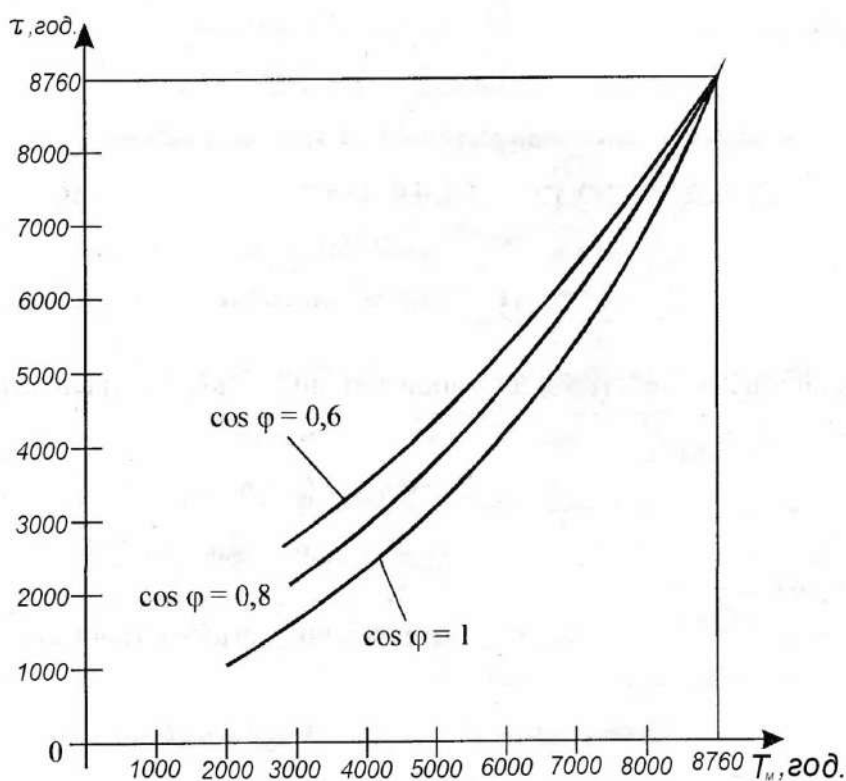


Рисунок 3.1 – Графік залежності $\tau = F(\cos \varphi, T_M)$

Загальна втрата активної енергії (кВт·год) в трансформаторі визначається за формулою:

$$\Delta W_{a.m} = \Delta W_{cm} + \Delta W_{об} = \Delta P_{cm} \cdot t + \Delta P_{об} K_3^2 \tau \quad (3.6)$$

Загальна втрата реактивної енергії (кВАр·год) у трансформаторі визначається за формулою:

$$\Delta W_{p.m} = 0,01 S_{nm} (i_{xx} t + u_{kz} K_z^2 \tau) \quad (3.7)$$

Таблиця 3.1 – Вихідні Дані для практичного заняття 2

Варіант	Місце встановлення*)	K_z	$\cos \varphi$	T_m , годин	t , годин
1	ВРП	0,65	0,88	3000	4000
2	ЕС-ГРУ	0,78	0,82	4500	8000
3	ЕС-Бл.	0,82	0,79	3500	5000
4	ВРП	0,58	0,87	5500	7500
5	ЕС-ГРУ	0,67	0,83	4000	6000
6	ЕС-Бл.	0,79	0,84	6500	7500
7	ВРП	0,66	0,86	4500	7000
8	ЕС-ГРУ	0,59	0,78	6500	7500
9	ЕС-Бл.	0,8	0,85	5000	8000
10	ВРП	0,65	0,88	3500	4000
11	ЕС-ГРУ	0,78	0,82	4500	5500
12	ЕС-Бл.	0,82	0,79	4200	5000
13	ВРП	0,58	0,86	4600	5500
14	ЕС-ГРУ	0,67	0,78	5100	6000
15	ЕС-Бл.	0,79	0,85	6000	6500
16	ВРП	0,66	0,87	5300	7000
17	ЕС-ГРУ	0,59	0,83	6000	7500
18	ЕС-Бл.	0,8	0,84	5400	8000
19	ВРП	0,65	0,86	5900	6700
20	ЕС-ГРУ	0,78	0,78	3800	4500
21	ЕС-Бл.	0,82	0,85	3400	5000
22	ВРП	0,58	0,84	4100	5500
23	ЕС-ГРУ	0,67	0,86	4800	6000
24	ЕС-Бл.	0,79	0,78	5400	6500
25	ВРП	0,66	0,85	5500	7000

Примітка: *) – ВРП – вузлова розподільна підстанція; ЕС – електростанція; ГРУ – генераторний розподільний пристрій; Бл. – блоковий розподільний пристрій.

4 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Для прийнятої схеми підстанції з урахуванням замкнутого ($U \geq 220\text{кВ}$) чи розімкненого ($U = 110\text{кВ}$) стану шиноз'єднувальних та секційних вимикачів складається схема заміщення і виконується розрахунок струмів трифазного КЗ. Розрахункові точки КЗ показані на рис. 4.1. На напрузі 6–10 кВ у колі трансформатору власних потреб необхідно встановити реактор, який обмежує струм КЗ до 20 кА, відповідно струму вимкнення вимикача ВМП-10.

При розрахунку струмів КЗ постійна часу системи приймається рівною $T_{ac} = 0,05\text{с}$, постійна часу компенсатора у точці КЗ (рис. 4.1) приймається згідно даних каталогу, у точці К1 і К2 приймається $T_{аск} = 0,14\text{с}$, за реактором постійна часу компенсатора може бути обрана такою, що дорівнює постійній часу системи.

Розрахунок струмів КЗ повинен завершуватися зведеною табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Розрахунок струмів КЗ

Точки КЗ	Джерела струмів КЗ	Струми КЗ, кА				T_a	τ	Тип вимикача
		I_{n0}	i_y	$I_{n\tau}$	$i_{a\tau}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
к1	система 1							
...	...							
...	СК1							
к4	СК2							
	Разом							

Примітка. Колонки 5, 6, 8, 9 заповнюються після остаточного вибору вимикача.

Час τ для розрахунку струмів КЗ знаходиться індивідуально для кожного вимикача, с

$$\tau = t_{\text{от}} + 0,01, \quad (4.1)$$

де $t_{\text{от}}$ – власний час відключення вимикача, який знаходиться за довідковими даними.

Розрахунок струмів КЗ необхідно виконувати у відносних одиницях. Задаються довільним значенням S_{θ} і обирають $U_{\theta} = U_{cp}$ ступені напруги, на якій розраховують КЗ (6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 525; 750).

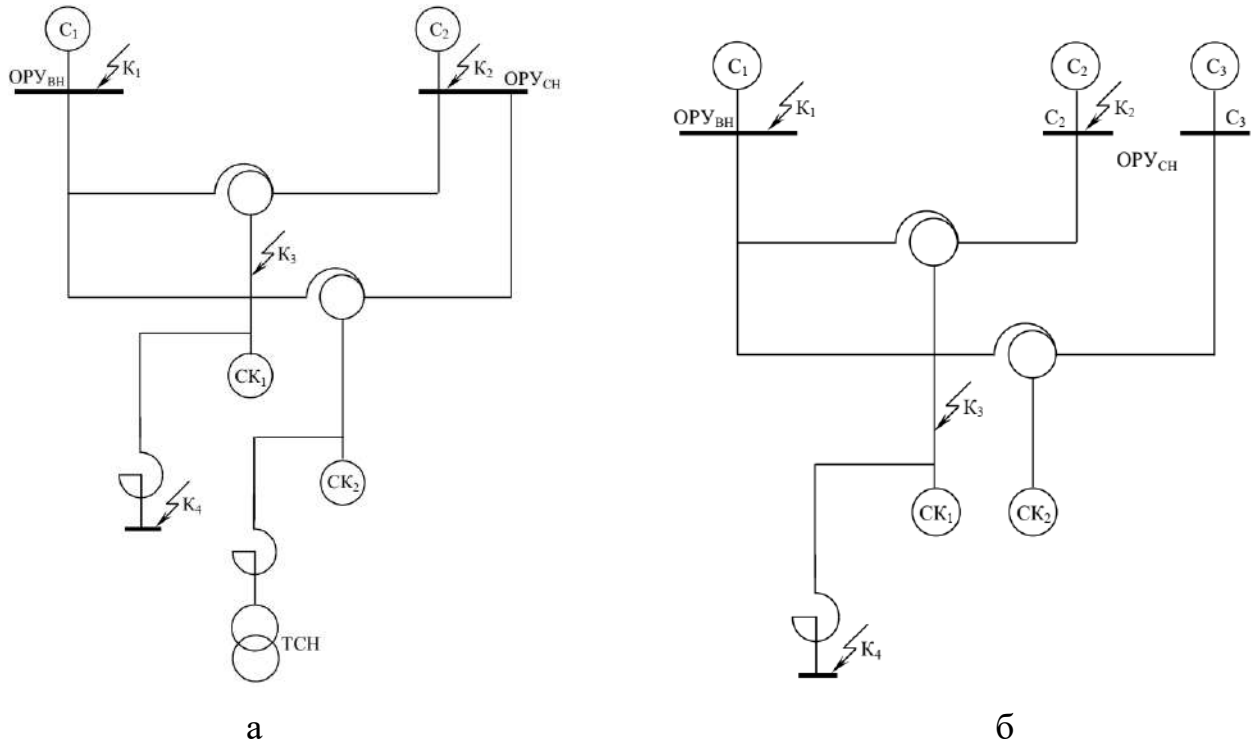


Рисунок 4.1 – Розрахункові точки КЗ

Значення струму I_{θ} для кожного ступеня розраховують за виразом

$$I_{\theta} = \frac{S_{\theta}}{\sqrt{3}U_{\theta}}. \quad (4.2)$$

Опори елементів схеми у відносних одиницях визначаються наступними залежностями:

а) система (при роздільній роботі шин $S'' / 2$)

$$X_c = \frac{S_{\theta}}{S''}; \quad (4.3)$$

б) трансформатор (для автотрансформатора попередньо розраховуються

значення $U_{\kappa\delta}, \%$; $U_{\kappa\zeta}, \%$; $U_{\kappa\eta}, \%$)

$$X_{mp} = \frac{U_{\kappa}(\%)}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad (4.4)$$

в) синхронний компенсатор

$$X_{ск} = X_d'' \cdot (в.о.) \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad (4.5)$$

Методом поступового перетворення схема заміщення приводиться до найбільш простого вигляду так, щоб джерела живлення, що характеризуються певним значенням ЕРС E'' були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором $X_{рез}$ і розраховують початкове значення струму КЗ від кожного джерела:

$$I_{n0} = \frac{E''}{X_{рез}} I_{\delta}, \quad (4.6)$$

де для системи $E'' = 1$, для СК $E'' = 1 + X''$.

Ударний струм i_y , значення ударного коефіцієнту k_y , та значення аперіодичної складової струму КЗ i_{ar} визначають за виразами:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_{n0}; \quad (4.7)$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (4.8)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} I_{n0} e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (4.9)$$

Значення струмів КЗ $I_{n\tau}$ від системи знаходять за виразом:

$$I_{n\tau} = I_{n0}. \quad (4.10)$$

Значення струмів КЗ $I_{n\tau}$ від синхронних компенсаторів знаходять за типовими кривими [7].

5 ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ВИМИКАЧА

Вимикачі високої напруги вибираються за напругою, струмом, категорією розміщення, конструктивним виконанням і комутаційною здатністю.

При цьому повинні виконуватися такі умови

$$U_{M.ном} \leq U_{ном} \quad (5.1)$$

де $U_{M.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача, кВ.

$$I_{розр} \leq I_{ном}, \quad (5.2)$$

де $I_{розр}$ – номінальний тривалий струм вимикача.

Розрахунковий струм $I_{розр}$ вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. Наприклад, при наявності двох паралельних ліній $I_{розр}$ визначають за умови відключення однієї з них, тобто $I_{розр} = 2I_{роб}$ ($I_{роб}$ – тривалий робочий струм однієї лінії).

Для тупикової підстанції

$$I_{роб} = \frac{0,7S_{н.т}}{\sqrt{3}U_{M.ном}}, \quad (5.3)$$

де $S_{н.т}$ – номінальна потужність силового трансформатора, МВА.

Для прохідної підстанції, якщо відома потужність транзиту

$$I_{роб} = \frac{S_{транз}}{\sqrt{3}U_{M.ном}}, \quad (5.4)$$

де $S_{транз}$ – найбільша транзитна потужність, МВА.

Якщо потужність транзиту невідома, то струм прохідного вимикача визначають як струм перевантаженого на 40 % трансформатора.

Перевіряються вимикачі:

1) на здатність вимикати

– за симетричною (періодичною) складовою струму КЗ, що відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{н\tau} \leq I_{відк.ном}; \quad (5.5)$$

– за номінальним аперіодичним струмом відключення, $i_{a\tau}$

$$i_{a\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{відкл.ном}, \quad (5.6)$$

де $i_{a.ном}$ – номінальний аперіодичний струм відключення вимикача;

$\beta_{ном}$ – номінальна відносна складова аперіодичного струму відключення для часу τ (% або відносні одиниці);

i_a – аперіодична складова струму КЗ кола, яке розраховується

$$i_a = \sqrt{2} I_{n0} e^{-t/T_a}, \quad (5.7)$$

де T_a – час затухання аперіодичної складової струму КЗ, с.;

t – власний час вимикання вимикача, с.

При $I_{n\tau} \leq I_{відкл.ном}$, а $i_{a\tau} \geq i_{a.ном}$ допускається виконання умови

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq I_{відкл.ном} (1 + \beta_{ном}). \quad (5.8)$$

2) на динамічну стійкість струмам КЗ:

– за початковим періодичним струмом КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{гр.наскр}, \quad (6.9)$$

де $I_{гр.наскр}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової), припустимий для розглянутого вимикача;

– за ударним струмом КЗ

$$i_{y0} \leq i_{гр.наскр}; \quad (5.10)$$

$$i_{y0} \leq \sqrt{2} I_{n0} k_y, \quad (5.11)$$

де $i_{гр.наскр}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного повного струму, припустимого для даного апарату);

k_y – ударний коефіцієнт.

3) на термічну стійкість струмам КЗ за умовою:

$$B_{\kappa} \leq I_{т.ном}^2 t_t, \quad (5.12)$$

де B_{κ} – інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \times \text{с}$;

Інтеграл Джоуля приблизно визначають за формулою:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{відкл} + T_a), \quad (5.13)$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вим} - (t_z - \text{час дії релейного захисту, с, можна задатися такими, що дорівнює тривалості спрацювання резервного захисту, який дорівнює 4 с});$

$t_{вим}$ – час вимикання вимикача (за каталогом).

Рекомендується передбачати застосування вакуумних, елегазових чи маломасляних вимикачів.

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 5.1 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 5.1 – Завдання до практичного заняття (параметри кіл для яких необхідно вибрати апарати)

Варіант	Місце встановлення	U _{ном} , кВ	I _{розр} , кА	I _{п0} , кА	k _{уд} , кА	T _а , с	I _{пт} , кА
1	ЗРУ	6	630	18	1.6	0.04	18
2	ВРУ	35	100	19	1.5	0.05	19
3	ЗРУ	10	2000	30	1.4	0.06	30
4	ВРУ	110	550	14	1.3	0.025	14
5	ЗРУ	35	300	16	1.2	0.081	16
6	ВРУ	35	350	17	1.1	0.068	17
7	ЗРУ	10	1200	25	1.07	0.07	25
8	ВРУ	110	450	18.5	1.08	0.03	18.5
9	ЗРУ	10	2100	29	1.7	0.04	29
10	ВРУ	35	250	20	1.5	0.11	20
11	ЗРУ	10	1500	26	1.4	0.092	26
12	ВРУ	110	740	22	1.3	0.03	22
13	ЗРУ	10	2500	23	1.6	0.027	23
14	ВРУ	35	340	20.5	1.5	0.054	20.5
15	ЗРУ	6	2200	14	1.4	0.64	14
16	ВРУ	110	750	21	1.3	0.025	21
17	ЗРУ	6	1400	22	1.2	0.073	22
18	ВРУ	35	360	13	1.1	0.062	13
19	ЗРУ	6	2800	15	1.07	0.025	15

Продовження таблиці 5.1

Варіант	Місце встановлення	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{розр}}, \text{кА}$	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$k_{\text{уд}}, \text{кА}$	$T_{\text{а}}, \text{с}$	$I_{\text{пт}}, \text{кА}$
20	ВРУ	110	390	16	1.08	0.03	16
21	ЗРУ	35	420	20	1.7	0.085	20
22	ВРУ	110	790	24	1.5	0.04	24
23	ЗРУ	35	650	17	1.4	0.07	17
24	ВРУ	110	590	23	1.3	0.045	23

6 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА РОЗ'ЄДНУВАЧА ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Роз'єднувачі високої напруги вибираються за напругою, струмом, категорією розміщення і конструктивним виконанням.

При цьому повинні виконуватися такі умови:

$$U_{M.ном} \leq U_{ном} \quad (6.1)$$

де $U_{M.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга роз'єднувача, кВ.

$$I_{розр} \leq I_{ном}, \quad (6.2)$$

де $I_{розр}$ – номінальний тривалий струм роз'єднувача.

Розрахунковий струм $I_{розр}$ вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. Наприклад, при наявності двох паралельних ліній $I_{розр}$ визначають за умови відключення однієї з них, тобто $I_{розр} = 2I_{роб}$ ($I_{роб}$ – тривалий робочий струм однієї лінії).

Для тупикової підстанції

$$I_{роб} = \frac{0,7S_{н.т}}{\sqrt{3}U_{M.ном}}, \quad (6.3)$$

де $S_{н.т}$ – номінальна потужність силового трансформатора, МВА.

Для прохідної підстанції, якщо відома потужність транзиту

$$I_{роб} = \frac{S_{транз}}{\sqrt{3}U_{M.ном}}, \quad (6.4)$$

де $S_{транз}$ – найбільша транзитна потужність, МВА.

Якщо потужність транзиту невідома, то струм роз'єднувача визначають як струм перевантаженого на 40 % трансформатора.

Перевіряються роз'єднувачі на динамічну стійкість струмам КЗ:

– за ударним струмом КЗ

$$i_{уд} \leq i_{гр.наскр}, \quad (6.5)$$

де $i_{гр.наскр}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості роз'єднувача (амплітудне значення граничного повного струму, припустимого для даного

апарату);

Перевіряються на термічну стійкість струмам КЗ за умовою:

$$B_k \leq I_{m.ном}^2 t_m, \quad (6.6)$$

де B_k – інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \times \text{с}$;

Інтеграл Джоуля приблизно визначають за формулою:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{відкл} + T_a), \quad (6.7)$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вим} - (t_z - \text{час дії релейного захисту, с, можна задатися такими, що дорівнює тривалості спрацювання резервного захисту, який дорівнює 4 с})$;

$t_{вим}$ – час вимикання роз'єднувача (за каталогом).

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 6.1 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 6.1 – Завдання до практичного заняття (параметри кіл для яких необхідно вибрати апарати)

Варіант	Місце встановлення	U _{ном} , кВ	I _{розр} , кА	I _{п0} , кА	k _{уд} , кА	T _а , с	I _{пт} , кА
1	ЗРУ	6	630	18	1.6	0.04	18
2	ВРУ	35	100	19	1.5	0.05	19
3	ЗРУ	10	2000	30	1.4	0.06	30
4	ВРУ	110	550	14	1.3	0.025	14
5	ЗРУ	35	300	16	1.2	0.081	16
6	ВРУ	35	350	17	1.1	0.068	17
7	ЗРУ	10	1200	25	1.07	0.07	25
8	ВРУ	110	450	18.5	1.08	0.03	18.5
9	ЗРУ	10	2100	29	1.7	0.04	29
10	ВРУ	35	250	20	1.5	0.11	20
11	ЗРУ	10	1500	26	1.4	0.092	26
12	ВРУ	110	740	22	1.3	0.03	22
13	ЗРУ	10	2500	23	1.6	0.027	23
14	ВРУ	35	340	20.5	1.5	0.054	20.5
15	ЗРУ	6	2200	14	1.4	0.64	14

Продовження таблиці 6.1

Варіант	Місце встановлення	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{розр}},$ кА	$I_{\text{п0}},$ кА	$k_{\text{уд}},$ кА	$T_{\text{а}},$ с	$I_{\text{пт}},$ кА
16	ВРУ	110	750	21	1.3	0.025	21
17	ЗРУ	6	1400	22	1.2	0.073	22
18	ВРУ	35	360	13	1.1	0.062	13
19	ЗРУ	6	2800	15	1.07	0.025	15
20	ВРУ	110	390	16	1.08	0.03	16
21	ЗРУ	35	420	20	1.7	0.085	20
22	ВРУ	110	790	24	1.5	0.04	24
23	ЗРУ	35	650	17	1.4	0.07	17
24	ВРУ	110	590	23	1.3	0.045	23

7 ВИБІР СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНОГО РЕАКТОРА

Індуктивний опір реактора визначають за умовами обмеження струму КЗ до $I_{nom}=20$ кА. Розрахунок опору реактора зручно вести в іменованих одиницях за таким алгоритмом:

а) результуючий опір кола КЗ до установки реактора, Ом

$$X_{рез} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}I_{n0}}; \quad (7.1)$$

б) необхідний (с точки зору обмеження струму КЗ) опір кола КЗ, Ом

$$X_{рез.ном} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}I_{ном}}; \quad (7.2)$$

в) необхідна величина опору реактора, Ом

$$X_{p.ном} = X_{рез.ном} - X_{рез}. \quad (7.3)$$

Далі за каталожними даними вибирають тип реактора з найближчим більшим індуктивним опором $X_{p.ном}$ і визначається фактичне значення струму КЗ за реактором:

$$I_{n0.f} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}(X_{рез} + X_{рез.ном})} \quad (7.4)$$

Відносну трату напруги на реакторі, %, яка повинна складати не більше 1,5–2 %, розраховують за формулою

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3}X_{p.ном}I_{max}}{U_{ном}} \sin \varphi \cdot 100. \quad (7.5)$$

При перевірці вибраного реактора на електродинамічну стійкість величина i_y обирається з урахуванням обмеження струму КЗ за реактором.

Дані з вибору реактора зводять до табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Умови вибору реактора

Параметри реактора	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{роб} \leq U_{ном}$		
Номінальний струм, кА	$I_{max} \leq I_{ном}$		
Індуктивний опір, Ом	$X_{p,пот} \leq X_{p,ном}$		
Струм динамічної стійкості, кА	$i_y \leq i_{дин.ном}$		
Термічна стійкість, кА ² с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$		
Втрата напруги, %	$\Delta U_p \leq \Delta U_{ном}$		

8 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА СТРУМУ

Трансформатори струму вибирають для всіх напруг підстанції. При цьому спочатку треба визначити тип трансформатору – вмонтований (за наявності багатооб'ємних вимикачів) чи винесений (для інших випадків).

Трансформатори струму вибирають:

– за напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (8.1)$$

– за струмом

$$\begin{cases} I_{норм} \leq I_{1ном}; \\ I_{max} \leq I_{1ном}. \end{cases} \quad (8.2)$$

Номінальний струм повинен бути якомога ближчим до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки приводить до збільшення погрешностей;

– за конструкцією і класом точності:

– за електродинамічною стійкістю:

$$\begin{cases} i_{уд} \leq k_{ед} \sqrt{2} I_{ном}; \\ i_{уд} \leq i_{дин}, \end{cases} \quad (8.3)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ за розрахунком;

$k_{ед}$ – кратність електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{ном}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості.

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин розподільної установки, внаслідок цього такі трансформатори за цією умовою не перевіряються;

– за термічною стійкістю:

$$\begin{cases} B_{\kappa} \leq (k_m I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}; \\ B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \end{cases} \quad (8.4)$$

де B_{κ} – тепловий імпульс за розрахунком;

k_m – кратність термічної стійкості за каталогом;

$t_{тер}$ – час термічної стійкості за каталогом;

$I_{тер}$ – струм термічної стійкості.

– за вторинним навантаженням

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (8.5)$$

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму;

$Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx R_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 \approx r_{прил} + r_{пр} + r_k. \quad (8.6)$$

Опір приладів визначається за виразом

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2 \quad (8.7)$$

де $S_{прил}$ – потужність, споживана приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів. Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини і перерізу. Щоб трансформатор струму працював у вибраному класі точності, необхідно витримати умову

$$r_{прил} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном}$$

звідки

$$r_{прил} = Z_{2ном} - r_{пр} - r_k \quad (8.8)$$

Знаючи $r_{пр}$, можна визначити переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{r_{пр}}, \quad (8.9)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу. Проводи з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) застосовуються у вторинних колах основного і допоміжного устаткування

потужних електростанцій з агрегатами 100 МВт і більш, а також на підстанціях з вищою напругою 220 кВ і вище. В решті випадків у вторинних колах застосовуються проводи з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,0283$);

$l_{розр}$ – розрахункова довжина проводів, залежна від схеми з'єднання трансформаторів струму.

Довжиною з'єднувальних проводів від трансформатора струму до приладів (в один кінець) можна задатися для різних приєднань приблизно такою, що дорівнює:

- а) усі кола ГРУ 6–10 кВ, окрім ліній до споживачів – 40 – 60 м;
- б) кола генераторної напруги блокових електростанцій – 20 – 40 м;
- в) лінії 6–10 кВ до споживачів 4 – 6 м;
- г) всі кола РУ:
 - 35 кВ – 60–75 м;
 - 110 кВ – 75–100 м;
 - 220 кВ – 100–150 м;
 - 330–500 кВ – 150–175 м;
- д) синхронні компенсатори – 25–40 м.

Для підстанцій вказані довжини зменшують на 15–20 %.

Як з'єднувальні провідники застосовують багатожильні контрольні кабелі з паперовою, гумовою, поліхлорвініловою або поліетиленовою ізоляцією в свинцевій, гумовій, поліхлорвініловій або спеціальній теплостійкій оболонці. За умовами міцності переріз не повинен бути меншим 4 мм² для алюмінієвих жил і 2,5 мм² для мідних жил (див. ПУЕ § 3.4.4). Переріз більше 6 мм², як правило, не застосовується.

9 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГИ

Трансформатори напруги встановлюють в РП на кожній системі шин, на кожній секції, на затискачах синхронних компенсаторів, при напрузі $U \geq 330\text{кВ}$ на кожній мережі.

Трансформатори напруги вибираються за номінальною напругою та класом точності. Один з трансформаторів напруги (за вказівкою консультанта – викладача) розраховується по вторинному навантаженню.

Трансформатори напруги вибираються:

– за напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (9.1)$$

– за конструкцією і схемою з'єднання обмоток;

– за класом точності;

– за вторинним навантаженням

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (9.2)$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності.

При цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних у «зірку», необхідно узяти сумарну потужність всіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою «відкритого трикутника» – подвоєну потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах, тоді

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(S_{прил} \cos \varphi_{прил})^2 + (S_{прил} \sin \varphi_{прил})^2} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2}. \quad (9.3)$$

Якщо вторинне навантаження перевищує номінальну потужність у

вибраному класі точності, то встановлюють другий трансформатор напруги і частину приладів приєднують до нього.

Переріз проводів в колах трансформаторів напруги визначається за допустимою втратою напруги. Згідно ПУЕ втрата напруги від трансформаторів напруги до розрахункових лічильників повинна бути не більше 0,5 %, а до щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5 % при нормальному навантаженні.

10 ВИБІР І РОЗРАХУНОК ІЗОЛЯТОРА

Ізолятори розподільних установок вибираються за номінальними параметрами (струм, напруга), які відповідають нормальному режиму і умовам навколишнього середовища і перевіряються на режим короткого замикання.

Опорні й прохідні ізолятори розподільних установок вибирають за умов:

$$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.із}}; \quad (10.1)$$

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (10.2)$$

де $U_{\text{ном.уст}}$, $U_{\text{ном.із}}$ – номінальна напруга установки й ізолятора відповідно;

$F_{\text{розр}}$ – розрахункове зусилля, що діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп}}$ – допустиме зусилля на ізолятор, Н.

Розрахункове зусилля для опорних ізоляторів визначають за формулою:

$$F_{\text{розр}} = F_{\phi} l k_h, \quad (10.3)$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини; якщо шини встановлені

пліском, тоді $k_h = 1$, якщо на ребро, то $k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} \left(H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2} \right)$. У цій формулі $H_{\text{із}}$

– висота ізолятора, H – висота від основи ізолятора до середини шини.

Розрахункове зусилля для прохідних ізоляторів

$$F_{\text{розр}} = 0,5 f_{\phi} l. \quad (10.4)$$

Крім того, прохідні ізолятори необхідно вибрати за припустимим струмом, виходячи з умови

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (10.5)$$

Припустиме зусилля $F_{\text{доп}}$ приймають рівним $0,6 F_{\text{руйн}}$, значення руйнівного зусилля $F_{\text{руйн}}$ наводиться в каталогах на ізолятори.

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 10.1 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 10.1 – Вихідні дані до практичного заняття

Варіант	Напруга, кВ	Розрахунковий струм, $I_{розр}$, А	Відстань між фазами, a , м	Відстань між ізоляторами, l , м	Ударний струм КЗ, $i_{уд}$, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² с
1	6,3	1000	0,4	1,0	3,5	25
2	10	1200	0,5	1,2	4,0	30
3	6,3	1400	0,5	1,3	5,5	35
4	35	100	1,0	1,4	4,0	15
5	6,3	1800	0,4	1,5	3,5	25
6	10	2000	0,5	1,6	4,0	30
7	6,3	2200	0,5	1,7	5,5	35
8	35	800	1,0	1,8	4,0	15
9	6,3	2600	0,4	1,9	3,5	25
10	10	2800	0,5	2,0	4,0	30
11	6,3	3000	0,5	2,1	5,5	35
12	35	900	1,0	2,2	4,0	15
13	6,3	1000	0,4	1,0	10,0	30
14	10	1200	0,5	1,2	12,5	40
15	6,3	1400	0,5	1,3	14,8	60
16	35	600	1,0	1,4	8,5	20
17	6,3	1800	0,4	1,5	10,0	30
18	10	2000	0,5	1,6	12,5	40
19	6,3	2200	0,5	1,7	14,8	60
20	35	400	1,0	1,8	8,5	20
21	6,3	2600	0,4	1,9	10,0	30
22	10	2800	0,5	2,0	12,5	40
23	6,3	3000	0,5	2,1	14,8	60
24	35	700	1,0	2,2	8,5	20

11 ВИБІР РОЗРЯДНИКІВ ТА ОПН

Вибір розрядників і ОПН проводять виходячи з їх призначення, конструктивного виконання (для внутрішньої або зовнішньої установки), необхідного рівня обмеження перенапруг, а також схеми мережі та її параметрів (найбільшого робочої напруги мережі, способу заземлення нейтралі, величини ємнісного струму замикання на землю і ступеня його компенсації, тривалості існування однофазного або трифазного замикання на землю тощо).

Отже, вибір розрядників для захисту від комутаційних перенапруг проводиться за умовами:

1. Найбільшої робочої напруги обладнання.

Для мереж 3–35 кВ, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю і допускають необмежено тривале існування струму замикання на землю, найбільша тривало допустима робоча напруга вибирається більшою або рівною найбільшій робочій напрузі електрообладнання даного класу напруги, кВ

$$U_{\max.p} \leq U_{н.доп}, \quad (11.1)$$

де $U_{\max.p}$ – максимальна робоча напруга електроустановки.

У мережах 110–500 кВ, що працюють з ефективно заземленою нейтраллю, кВ

$$U_{\max.p} \leq \frac{U_{н.доп}}{\sqrt{3}}. \quad (11.2)$$

2. Залишкової напруги, кВ

$$U_{зал} \leq \sqrt{2} k_{доп} U_{н.доп}, \quad (11.3)$$

де $k_{доп}$ – допустима кратність внутрішніх перенапруг для електрообладнання.

3. Здатності розсіювати енергію, кДж/кВ:

$$\frac{W_{ног}}{U_{н.доп}} \leq W_{пит}, \quad (11.4)$$

де $W_{ног}$ – граничне значення поглинутої електромагнітної енергії навантаження

$$W_{ног} = 0,5 L_{нг} I_{зр}, \quad (11.5)$$

де $L_{нг}$ – індуктивність навантаження, Гн;

$I_{зр}$ – струм зрізу, А.

4. Довжини шляху витоку, см:

$$l_{роз} \leq l_{доп}, \quad (11.6)$$

де $l_{роз}$ – розрахункова довжина шляху витоку.

$$l_{роз} = l_{нит} U_{н.доп}, \quad (11.7)$$

де $l_{нит}$ – питома довжина шляху витоку, см, визначається залежно від ступеня забруднення ізоляції ОПН відповідно до [3].

5. Вибухобезпеки. Величина вибухобезпечного струму ОПН $I_{КЗ}$ повинна вибиратися на 15–20 % більше значення ймовірного струму при КЗ всередині ОПН з урахуванням схеми, місця підключення і режиму роботи нейтралі мережі, кА:

$$(1,15 - 1,2) I_{КЗ,роз} \leq I_{КЗ}, \quad (11.8)$$

де $I_{КЗ}$ – розрахунковий струм КЗ у місці установки обмежувача.

Якщо вибір розрядника проводиться для захисту електрообладнання від грозових перенапруг то він повинен задовольняти умові номінального розрядного струму:

$$I_{р.м\max} \leq I_{роз.ном}, \quad (11.9)$$

де $I_{роз.ном}$ – номінальний розрядний струм ОПН;

$I_{р.м\max}$ – найбільший розрахунковий струм мережі.

При цьому номінальний розрядний струм повинен бути не менше 5 кА, а в перерахованих нижче випадках 10 кА і більше:

– у районах з інтенсивною грозовою діяльністю (більше 50 грозових годин на рік;

– районах з високим ступенем промислових забруднень (IV ступінь забруднення атмосфери;

– у схемах грозозахисту, до яких встановлюються підвищені вимоги до надійності.

12 ВИБІР ЗАПОБІЖНИКА

Запобіжник – це комутаційний електричний апарат, призначений для вимкнення електричного кола, яке захищається, руйнуванням спеціально передбачених для цього струмоведучих частин під дією струму, що перевищує певні значення.

Основні параметри плавких запобіжників:

- номінальна напруга – це напруга, на яку розрахований запобіжник для тривалої роботи;
- номінальний струм плавкої вставки $I_{н.вст}$ – це струм, який витримує плавка вставка тривалий час;
- номінальний струм I_n – це струм, рівний найбільшому номінальному струму плавкої вставки, яка може бути встановлена в даний запобіжник. В один і той же запобіжник в залежності від номінального струму захищаваного об'єкту може вставлятися декілька плавких вставок, що розраховані на різні номінальні струми.
- максимальний струм вимкнення – це найбільший струм, який плавкий запобіжник може вимкнути без будь-яких пошкоджень або деформацій.

Вибір запобіжників виконується:

- за напругою

$$U_{вст} \leq U_n ; \quad (12.1)$$

- за струмом запобіжника (основи)

$$I_{max} \leq I_n ; \quad (12.2)$$

- за номінальним струмом плавкої вставки.

Номінальний струм плавкої вставки вибирається так, щоб у нормальному режимі і при допустимих перевантаженнях вимкнення запобіжника не відбувалося, а при довготривалих перевантаженнях і КЗ коло вимикалося б якомога швидше. При цьому виконуються умови селективності захисту. Номінальний струм запобіжника узгоджується з вибраним номінальним струмом плавкої вставки

$$I_{\text{з.вимк}} \leq I_{\text{відм}}. \quad (12.3)$$

Запобіжники, обрані за нормальним режимом, перевіряються за граничним струмом вимкнення:

Технічні характеристики окремих типових виконань струмообмежувальних високовольтних плавких запобіжників взяти з довідкової літератури.

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 12.2 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 12.2 – Вихідні дані до практичного заняття

Варіант	Напруга, кВ	Максимальний розрахунко- вий струм, I_{max} , кА	Варіант	Напруга, кВ	Максимальний розрахунко- вий струм, I_{max} , кА
1	3	1,2	13	3	3,2
2	6	2,3	14	6	2,3
3	10	3,2	15	10	1,2
4	35	5,5	16	35	0,7
5	3	8,7	17	3	2,1
6	6	11	18	6	3,8
7	10	16,2	19	10	4,9
8	35	21	20	35	6,2
9	3	16,2	21	3	9,1
10	6	11	22	6	12,5
11	10	8,7	23	10	18
12	35	5,5	24	35	22

13 ВИБІР І РОЗРАХУНОК ШИН

Шини розподільних установок вибираються за номінальними параметрами (струм, напруга), які відповідають нормальному режиму і умовам навколишнього середовища і перевіряються на режим короткого замикання.

13.1 Перевірка шин на електродинамічну стійкість

Перевірка шин на динамічну стійкість зводиться до механічного розрахунку шинної конструкції при КЗ. Електродинамічні сили, які виникають при КЗ, носять коливальний характер і мають періодичні складові з частотою 50 і 100 Гц. Ці сили приводять шини і ізолятори, що є динамічною системою, у коливальний рух. Деформація елементів конструкції і відповідні механічні напруги в матеріалі залежать від складових електродинамічної сили і від власної частоти елементів, приведених в коливання.

Особливо великі механічні напруги виникають в умовах резонансу, коли власні частоти системи «шини – ізолятори» виявляються близькі до 50 або 100 Гц. Якщо ж власні частоти системи менші 30 або більші 200 Гц, то механічного резонансу не виникає і перевірка шин на електродинамічну стійкість проводиться в припущенні, що шини і ізолятори є статичною системою з навантаженням, рівним максимальній електродинамічній силі при КЗ.

У більшості використовуваних конструкцій шин ці умови виконуються, і ПУЕ не вимагають перевірки шин на електродинамічну стійкість з урахуванням механічних коливань.

В окремих випадках, наприклад при проектуванні нових конструкцій РУ з жорсткими шинами, визначається частота власних коливань за такими виразами:

– для алюмінієвих шин

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{J}; \quad (13.1)$$

– для мідних шин

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{J}, \quad (13.2)$$

де l – відстань (проліт) між ізоляторами, м;

S – площа поперечного перерізу шини, см^2 ;

J – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної напрямку згинаючої сили, см^4

$$J = \frac{k \cdot b \cdot h^3}{12}, \quad (13.3)$$

де b – товщина шини, см ;

h – ширина шини, см ;

$k = 2$ – кількість шин у пакеті.

Змінюючи довжину прольоту і форму перерізу шин, добиваються, щоб механічний резонанс був виключений, тобто щоб $f_0 > 200 \text{Гц}$. Якщо це не вдається, то проводиться спеціальний розрахунок шин з урахуванням динамічних зусиль, що виникають при коливаннях шинної конструкції.

При розрахунках шин, як статичної системи, виходять з допущення, що шина кожної фази є балкою яка має багато прольотів і вільно лежить на жорстких опорах, з рівномірно розподіленим навантаженням. У цьому випадку згинаючий момент визначається виразом

$$M_0 = \frac{fl^2}{10}, \quad (13.4)$$

де f – сила, що припадає на одиницю довжини шини, Н/м .

У найважчих умовах знаходиться середня фаза, яка приймається за розрахункову; а за розрахунковий вид КЗ приймається трифазне. Максимальна сила, що припадає на одиницю довжини середньої фази при трифазному КЗ

$$F = \frac{0,176k_{\phi}i_{y0}^2}{a}, \quad (13.5)$$

де i_{y0}^2 – ударний струм КЗ, кА ;

a – відстань між осями суміжних фаз, м ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми, що враховує розміщення шин на головці ізолятора.

Механічна напруга (у МПа), що виникає в матеріалі шини

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W}, \quad (13.6)$$

де W – момент опору шини, м^3 .

Ця напруга повинна бути менше допустимої напруги $\sigma_{\text{дон}}$ (табл. 13.1) або такою, що дорівнює їй

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}}. \quad (13.7)$$

Момент опору залежить від форми перерізу шин, їх розмірів і взаємного розташування (рис. 13.1, 13.2).

Виконання умови електродинамічної стійкості шин забезпечується відповідним вибором відстані між шинами a , прольоту між опорними ізоляторами l , а також розташування і форми перерізу шин. Відстань a приймається відповідно до типових конструкцій універсальних РУ в межах 40–80 см. Проліт l вибирається в межах 1,5–2 м залежно від конструктивного виконання РУ. Для шин збірних РУ значення l рекомендується брати рівним або кратним кроку комірки.

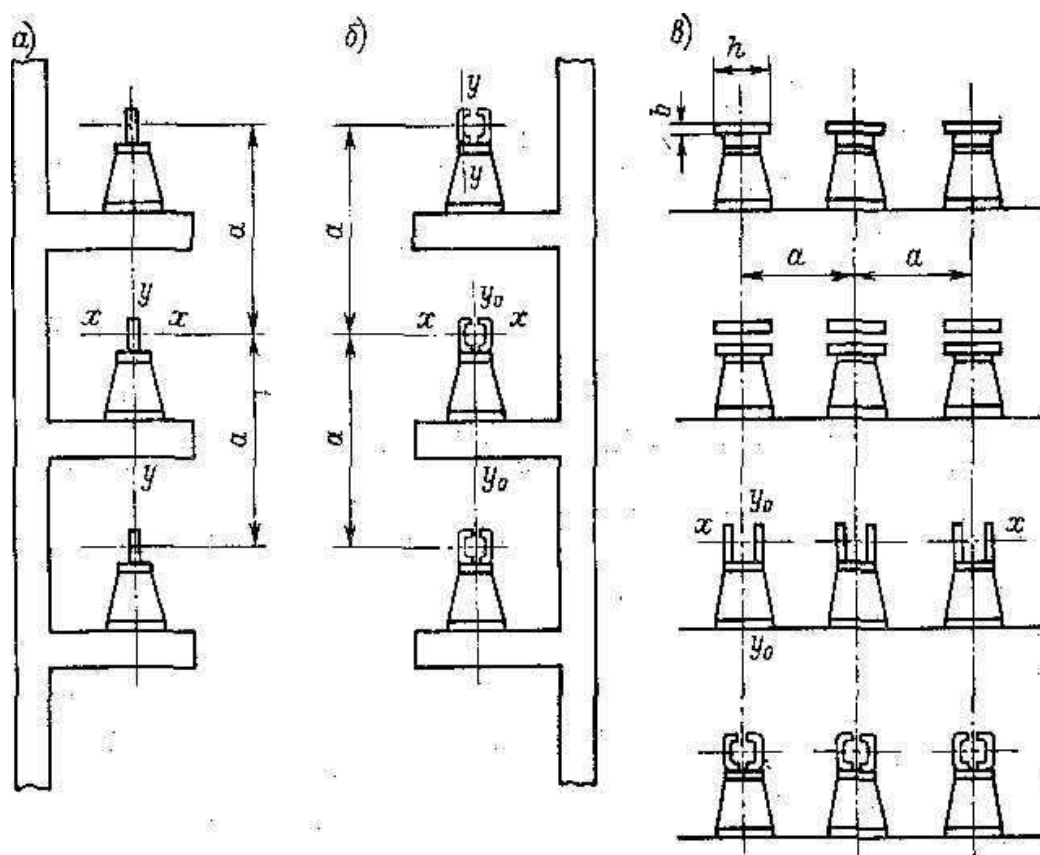


Рисунок 13.1 – Різні способи установки шин

Вибраний проліт не повинен перевищувати найбільшого допустимого

значення $l_{\max}$, яке визначається за виразом

$$l_{\max} = \sqrt{\frac{10M_{\max}}{f}} = \sqrt{\frac{10\sigma_{\text{дон}} W}{f}}. \quad (13.8)$$

Таблиця 13.1 – Допустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	$E \times 10^4$ МПа	$\sigma_{\text{дон}}, \text{МПа}$
Алюміній А0, А1	7	82,3
Алюмінієвий сплав АД0	—	41,2–48
Алюмінієвий сплав АД31Т	—	89,2
Алюмінієвий сплав АД331Т	—	137,2
Мідний сплав МГМ	10	171,5–178,4
Мідний сплав МГТ	10	171,5–205,8
Сталь Ст.3	20	260,7–322,4

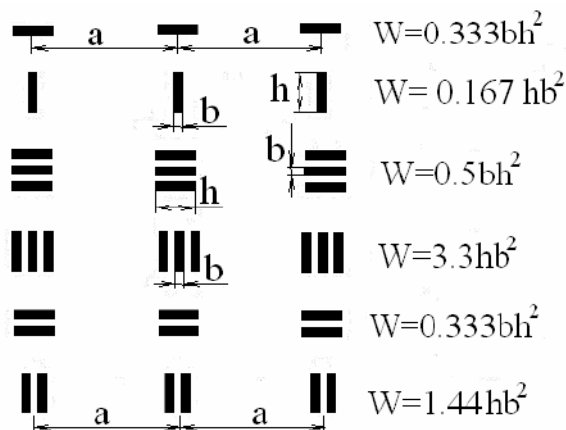


Рисунок 13.2 – Моменти опору для характерних профілів
і варіантів розташування шин

У багатосмугових шинах, коли в пакет входять дві або три смуги, виникають електродинамічні зусилля між фазами, і між смугами всередині пакету. Зусилля між смугами не повинні приводити до їх доторкування.

Для додання пакету жорсткості і попередження доторкування смуг встановлюються прокладки з матеріалу шини (рис. 13.3). Відстань між ними 1П вибирається так, щоб електродинамічні сили при КЗ не викликали зіткнення

смуг:

$$l_n < 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_{y0}^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k_\phi}}, \quad (13.9)$$

де i_{y0} – ударний струм трифазного КЗ;

a_n – відстань між осями смуг, см;

$J_n = hb^3 / 12$ – момент інерції смуги, см⁴;

k_ϕ – коефіцієнт форми шин (рис. 13.4), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

Щоб не відбулося різкого збільшення зусиль в смугах в результаті механічного резонансу, частота власних коливань системи повинна бути більшою 200 Гц. Виходячи з цього значення l_n вибирається ще за однією умовою:

$$l_n < 1,33 \cdot 10^{-3} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}}, \quad (13.10)$$

де m_n – маса смуги на одиницю довжини, кг/м.

Враховується менше з двох отриманих значень.

Повна напруга в матеріалі шини складається з двох складових – σ_n і σ_ϕ .

Напруга від взаємодії фаз σ_ϕ знаходиться так само, як і для односмугових шин (W_ϕ приймається відповідно до рис. 13.2).

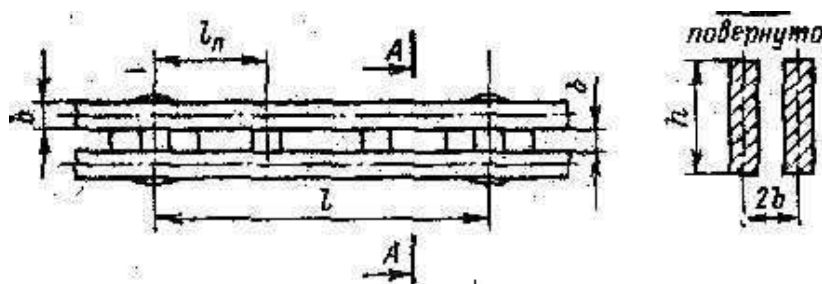


Рисунок 13.3 – Двосмугові шини

При визначенні напруги від взаємодії смуг σ_n приймають такий розподіл струму між смугами: у двосмугових шинах – по $0,5i_{y0}$ на смугу; у трьох смугових – $0,4i_{y0}$, в крайніх і $0,2i_{y0}$ у середній. Смуги розглядають як балку із

защемленими кінцями і рівномірно розподіленим навантаженням; максимальний згинаючий момент (у Н-м) і σ п. (у МПа) визначають за виразами

$$\begin{cases} M_n = f_n l_n^2 / 12; \\ \sigma_n = f_n l_n^2 / (12 W_n). \end{cases} \quad (13.11)$$

Зусилля f_a при будь-якому розташуванні багатосмугових шин діє на широку грань шини і момент опору

$$W_n = b^2 h / 6. \quad (13.12)$$

Умова механічної міцності шин відповідає рівнянню

$$\sigma_{розр} = \sigma_\phi + \sigma_n \leq \sigma_{дон}. \quad (13.13)$$

Якщо ця умова не виконується, то необхідно зменшити f_ϕ або f_n , що можна зробити, зменшивши l_ϕ або l_n або збільшивши a чи W_ϕ .

Максимально допустима відстань між прокладками

$$l_{n\max} = \sqrt{12(\sigma_{дон} - \sigma_\phi) W_n / f_n}. \quad (13.14)$$

Остаточні значення l_n приймають з конструктивних міркувань (довжина l_n повинна бути кратною l).

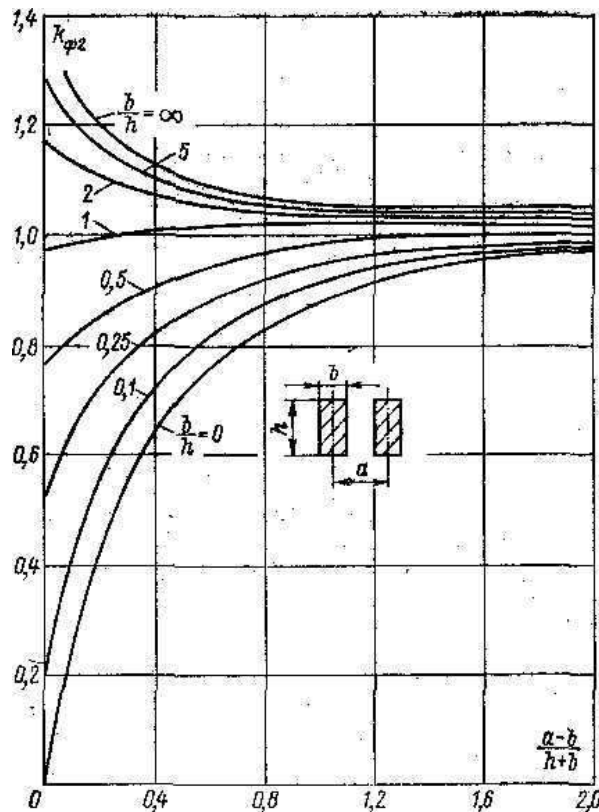


Рисунок 13.4 – Криві для визначення коефіцієнта форми шин

13.2 Перевірка шин на термічну стійкість

Перевірка шин на термічну стійкість при коротких замиканнях виконується за умовою:

$$S_{\min} \leq S, \quad (13.15)$$

де $S_{\min}$ – мінімальний переріз за термічною стійкістю, мм².

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (13.16)$$

де C – функція, значення якої встановлюють за спеціальними таблицями.

$$\text{Для алюмінієвих шин } C = 0,091 \frac{\text{кА}\sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$$

Остаточно задаються більшим перерізом.

Відповідно до п. 1.3.28 ПУЕ, ошиновку у межах відкритих і закритих розподільчих установок всіх напруг за економічною щільністю струму не перевіряють.

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 13.2 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 13.2 – Вихідні дані до практичного заняття

Варіант	Напруга, кВ	Розрахунковий струм, $I_{розр}$, А	Відстань між фазами, a , м	Відстань між ізоляторами, l , м	Ударний струм КЗ, $i_{уд}$, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² с
1	6,3	1000	0,4	1,0	3,5	25
2	10	1200	0,5	1,2	4,0	30
3	6,3	1400	0,5	1,3	5,5	35
4	35	100	1,0	1,4	4,0	15
5	6,3	1800	0,4	1,5	3,5	25
6	10	2000	0,5	1,6	4,0	30
7	6,3	2200	0,5	1,7	5,5	35

Продовження табл. 13.2

Варіант	Напруга, кВ	Розрахунко- вий струм, $I_{розр}$, А	Відстань між фазами, a , м	Відстань між ізолято- рами, l , м	Ударний струм КЗ, $i_{уд}$, кА	Інтеграл Джоуля, $кА^2с$
8	35	800	1,0	1,8	4,0	15
9	6,3	2600	0,4	1,9	3,5	25
10	10	2800	0,5	2,0	4,0	30
11	6,3	3000	0,5	2,1	5,5	35
12	35	900	1,0	2,2	4,0	15
13	6,3	1000	0,4	1,0	10,0	30
14	10	1200	0,5	1,2	12,5	40
15	6,3	1400	0,5	1,3	14,8	60
16	35	600	1,0	1,4	8,5	20
17	6,3	1800	0,4	1,5	10,0	30
18	10	2000	0,5	1,6	12,5	40
19	6,3	2200	0,5	1,7	14,8	60
20	35	400	1,0	1,8	8,5	20
21	6,3	2600	0,4	1,9	10,0	30
22	10	2800	0,5	2,0	12,5	40
23	6,3	3000	0,5	2,1	14,8	60
24	35	700	1,0	2,2	8,5	20

14 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ 110 КВ

Згідно з Правилами улаштування електроустановок [1] мережі напругою 110 кВ і вище відносяться до мереж з великими струмами замикання на землю (500 А і більше) і працюють з ефективно заземленою нейтраллю. Для таких мереж опір пристрою заземлення повинен перевищувати 0,5 Ом.

Розрахунок пристрою заземлення виконуємо згідно з методикою наведеною в [2].

Опір сітки заземлення з вертикальними електродами визначається за формулою:

$$R = 0,443 \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_2}{L + n l_e}, \quad (14.1)$$

$$\text{де } g = \frac{2H}{\sqrt{S} + n l_e}; \quad l_e = l_1 + \frac{l_2 \rho_1}{\rho_2},$$

ρ_1 – питомий опір верхнього шару ґрунту, Ом×м;

ρ_2 – питомий опір нижнього шару ґрунту, Ом×м;

L – сумарна довжина горизонтальних смуг, м;

l_e – еквівалентна довжина вертикального електроду, м (рис. 14.1);

n – кількість вертикальних електродів, шт.;

S – площа сітки, м².

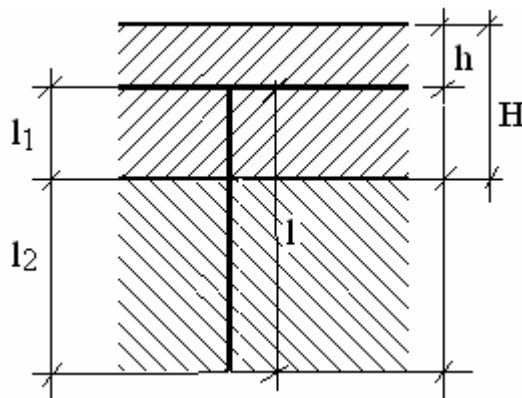


Рисунок 14.1 – Схема, яка пояснює розрахунок еквівалентної довжини
вертикального провідника в двошаровому ґрунті

Після розрахунку пристрою заземлення рекомендується врахувати опір R_{np} природних заземлювачів (система трос – опора, оболонки кабелів, обсадних труб свердловин тощо). Його значення можна задатися таким, що дорівнює 2–4 Ом.

Загальний опір заземлення визначається за формулою:

$$R_z = \frac{R R_e}{R + R_e}. \quad (14.2)$$

Ця величина повинна бути $\leq 0,5$ Ом (для мережі з ефективно заземленою нейтраллю).

Якщо вказана умова не виконується, необхідно виконати розрахунок заземлення за напругою дотику U_{dot}

$$U_{dot} = I_z R_z \alpha_{dot} \beta_{dot}, \quad (14.3)$$

де I_z – струм однофазного короткого замикання, А;

$$\alpha_{dot} = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l L} \right)^{0,45}. \quad (14.4)$$

Тут $a = P / n$ – відстань між вертикальними електродами, м;

P – периметр сітки, м;

M – функція відношення ρ_1 / ρ_2 (сезонний коефіцієнт), табл. 14.1.

$$\beta_{dot} = \frac{R_l}{R_l + 1,5 \rho_c}, \quad (14.5)$$

$R_l = 1000 \text{ Ом}$ – розрахунковий опір тіла людини;

ρ_c – питомий опір верхнього шару землі, Ом×м.

Таблиця 14.1 – Параметр M

ρ_1/ρ_2	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
M	0.37	0.40	0.43	0.46	0.48	0.50	0.60	0.66	0.72	0.76	0.77	0.79	0.80	0.81	0.82

Розрахункове значення напруги дотику не повинне перевищувати значення припустимої напруги дотику (табл. 14.2).

Таблиця 14.2 – Припустима напруга дотику

Тривалість дії струму, t , с	До 0.1	0.2	0.5	0.7	1.0	Більше 1.0 до 5.0
Припустима напруга U_{npun} , В	500	400	200	130	100	65

Час дії струму залежить від часу спрацювання захисту і вимикача, який вимикає коротке замикання (рекомендується для мережі з ефективно заземленою нейтраллю прийняти $t = 0,2$ с).

Потенціал пристрою заземлення φ_3 не повинен перевищувати 10 кВ

$$\varphi_3 = I_3 R_3. \quad (14.6)$$

Вертикальні електроди розташовуються по периметру підстанції, їх кількість приймається такою, щоб відстань між ними була більшою від їхньої довжини.

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 14.3 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 14.3 – Завдання для практичного заняття

Варіант	Розміри підстанції, м	Товщина верхнього шару ґрунту, м	Питомий опір верхнього шару ґрунту, Ом×м	Питомий опір нижнього шару ґрунту, Ом×м	Струм короткого замикання, А	Довжина вертикальних електродів, м	Глибина закладення горизонтальних смуг, м
1	35×45	1,5	50	150	1500	5	0,5
2	35×50	1,6	60	140	1800	8	0,6
3	35×55	1,7	70	130	2000	6	0,7
4	35×60	1,8	80	120	2200	4	0,8
5	35×45	1,9	85	110	2400	5	0,5
6	35×50	2,0	90	100	2600	8	0,6
7	35×55	2,1	100	90	2800	6	0,7
8	35×60	2,2	110	80	3000	4	0,8
9	35×45	2,3	120	70	3200	5	0,5
10	35×50	1,5	130	60	3400	6	0,6
11	35×55	1,6	140	50	3600	7	0,7
12	35×60	1,7	150	85	3800	8	0,8
13	35×45	1,8	50	150	3800	4	0,5
14	35×50	1,9	60	140	3600	5	0,6
15	35×55	2,0	70	130	3400	6	0,7
16	35×60	2,1	8	120	3200	7	0,8
17	35×45	2,2	0	110	3000	8	0,5
18	35×50	2,3	90	100	2600	4	0,6
19	35×55	1,5	100	90	2400	5	0,7
20	35×60	1,6	110	80	2200	6	0,8
21	35×45	1,7	120	70	2000	7	0,5
22	35×50	1,8	130	60	1800	8	0,6
23	35×55	1,9	140	50	1500	4	0,7
24	35×60	1,5	150	85	2800	5	0,5

15 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ВІД УДАРІВ БЛИСКАВКИ

Розрахувати блискавкозахист – це значить визначити тип захисту, його зону і параметри (табл. 15.1).

За типом блискавкозахист може бути:

- однострижньовим (1С);
- двострижньовим однакової або різної висоти (2С);
- багатострижньовим;
- одиначним тросовим (1Т);
- багатотросовим (2Т).

За ступенем надійності захисту розрізняють два типи зон:

А – ступінь надійності захисту $\geq 99,5 \%$;

Б – ступінь надійності захисту 95–99,5 %.

Параметрами блискавкозахисту є:

h – повна висота стрижньового блискавковідводу, м;

h_0 – висота вершини конуса стрижньового блискавковідводу, м;

h_x – висота споруди, що захищається, м;

h_m – висота стрижньового приймача блискавки, м;

h_a – активна висота блискавковідводу, м;

r_0, r_x – радіуси захисту на рівні землі і на висоті споруди, м, що захищається;

h_c – висота середньої частини подвійного стрижневого блискавковідводу, м;

$2r_c, 2r_\theta$ – ширина середньої частини зони подвійного стрижньового блискавковідводу на рівні землі і на висоті об'єкту, що захищається, м;

α – кут захисту (між вертикаллю і твірною), град;

L – відстань між двома стрижньовими громовідводами, м;

a – довжина прольоту між опорами троса, м;

h_{on} – висота опори троса, м;

$r_x + r'_x$ – ширина зони тросового блискавковідводу споруди, що на рівні захищається, м;

$a + 2r_{cx}$ – довжина зони подвійного тросового блискавковідводу на рівні споруди, що захищається, м;

$a + 2r_c$ – довжина зони подвійного тросового блискавковідводу на рівні землі, м.

Розрахунок очікуваної кількості уражень (N) блискавкою в рік виконується за формулами:

– для зосереджених будівель і споруд (димарі, вежі, башти)

$$N = 9 \cdot 10^{-6} \pi h_x^2 n, \quad (15.1)$$

де h_x – найбільша висота будівлі або споруди, м;

n – середньорічне число ударів блискавки у 1 км² земної поверхні в місці знаходження будівлі або споруди (тобто питома густина ударів блискавки у землю), 1/(км²рік), визначається за табл. 15.2;

– для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = \left[(B + 6h_x)(A + 6h_x) - 7,7h_x^2 \right] n \cdot 10^{-6}, \quad (15.2)$$

де A і B – довжина і ширина будівлі або споруди, м.

Таблиця 15.1 – Розрахункові формули блискавковідводів при $h \leq 150$ м

Зона А	Зона Б
1	2
Одиночні стрижньові блискавковідводи (рис.15.1)	
$h_0 = 0,85 h$ $r_0 = (1,1 - 2 \times 10^{-3} h) \times h$ $r_x = (1,1 - 2 \times 10^{-3} h) \times (h - 1,2 h_x)$	$h_0 = 0,92 h$ $r_0 = 1,5 h$ $r_0 = 1,5 (h - 1,1 h) \times h_x$
Подвійні стрижньові блискавковідводи однакої висоти (рис.15.2)	
При $L \leq h$ $h_c = h_0$ $r_{cx} = r_x$ $r_c = r_0$	
При $h < L \leq 2h$ $h_c = h_0 - (0,17 + 3 \times 10^{-4} h) \times (L - h)$ $r_c = r_0$ $r_{cx} = r_0 (h_c - h_x) / h_c$	При $h < L \leq 6h$ $h_c = h_0 - 0,14 \times (L - h)$ $r_c = r_0$ $r_{cx} = r_0 (h_c - h_x) / h_c$
При $2h < L \leq 4h$ $h_c = h_0 - (0,17 + 3 \times 10^{-4} h) \times (L - h)$ $r_c = r_0 \{1 - [0,2 (L - 2h)] / h\}$ $r_{cx} = r_c (h_c - h_x) / h_c$ При $L > 4h$ Блискавковідводи розглядаються як одиночні	При $L > 6h$ Блискавковідводи розглядаються як одиночні

Продовження таблиці 15.1

Габаритні розміри торцевих областей зон захисту h_{o1}, h_{o2}, r_{o1}, r_{o2}, r_{x1}, r_{x2} визначаються як для одиночних стрижньових блискавковідводів. Габаритні розміри внутрішньої області зони захисту визначаються за формулами $r_c = 0,5 (r_{o1} + r_{o2})$; $h_c = 0,5 (h_{c1} + h_{c2})$; $r_x = (h_c - h_x) r_c / h_c$. Значення h_{c1} і h_{c2} визначаються як для подвійних стрижньових блискавковідводів однакової висоти	
Зона А	Зона Б
Багато стрижньові блискавковідводи (рис.15.4)	
Зони захисту будуються за допомогою попарно узятих сусідніх стрижньових блискавковідводів. Основною умовою захищеності одного або декількох об'єктів висотою з надійністю зон А або Б є $r_{cx} > 0$	
Одиночні тросові блискавковідводи (рисунок 15.5)	
$h_0 = 0,85 h$ $r_0 = (1,35 - 25 \times 10^{-4} h)$ $r_x = (1,35 - 25 \times 10^{-4} h) \times (h - 1,2 h_x)$	$h_0 = 0,92 h$ $r_0 = 1,7 h$ $r_x = 1,7(h - 1,1 h_x)$
Подвійні тросові блискавковідводи однакової висоти (рис.15.6)	
При $L \leq h$ $h_c = h_o$ $r_{cx} = r_x$ $r_c = r_o$	
Подвійні тросові блискавковідводи різної висоти (рис.15.7)	
Значення h_{o1}, h_{o2}, r_{o1}, r_{o2}, r_{x1}, r_{x2} визначаються за формулами одиночних тросових блискавковідводів. Для визначення розмірів r_c і h_c використовуються формули $r_c = 0,5 (r_{o1} + r_{o2})$; $h_c = 0,5 (h_{c1} + h_{c2})$. Значення h_{c1}, h_{c2}, r'_{x1}, r'_{x2}, r'_{cx} обчислюються за вказаними формулами подвійного тросового блискавковідводу.	

Приміт ка 1: Якщо будівля і споруда мають складну конфігурацію, то А і В – це сторони прямокутника, в який вписується на плані об'єкт, що захищається.

Примітка 2: Для одиночного тросового блискавковідводу h – це висота троса в середині прольоту. З урахуванням провисання троса перерізом 35–50 мм² при відомій висоті опор (h_{on}) і довжині прольоту (a) висота троса (y метрах) визначається за формулами:

$$h = h_{on} - 2 \text{ – при } a \leq 120 \text{ м} \quad (15.3)$$

$$h = h_{on} - 3 \text{ – при } 120 \leq a \leq 150 \text{ м}$$

Таблиця 15.2 – Залежність $F(t_{cp})$

$t_{сер}, год / рік$	10–20	21–40	41–60	61–80	81–100	> 100
$n, 1 / (км^2 \cdot рік)$	1	2	4	5,5	7	8,5

Примітка 3: $t_{сер}$ – середньорічна тривалість гроз, годин/рік. Визначається за картами, складених на підставі метеозведень за 10 років.

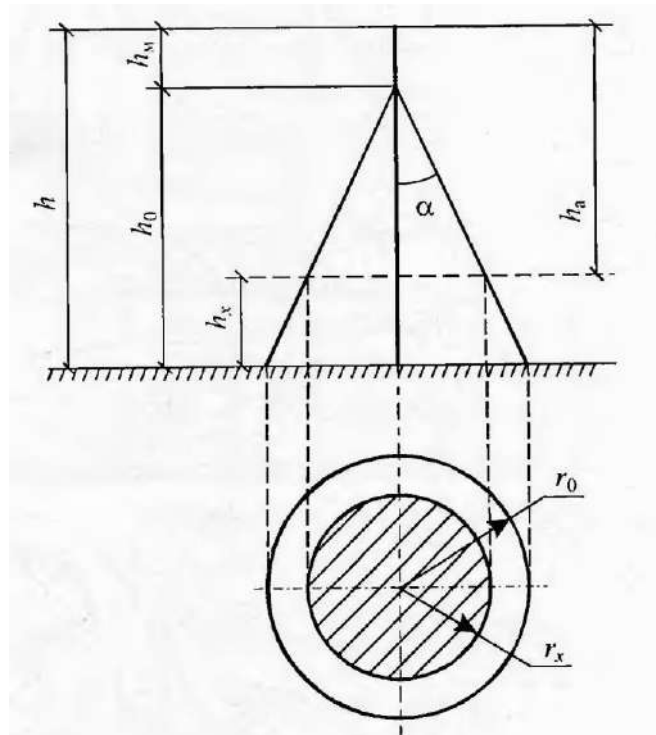


Рисунок 15.1 – Зона захисту одиночного блискавковідводу

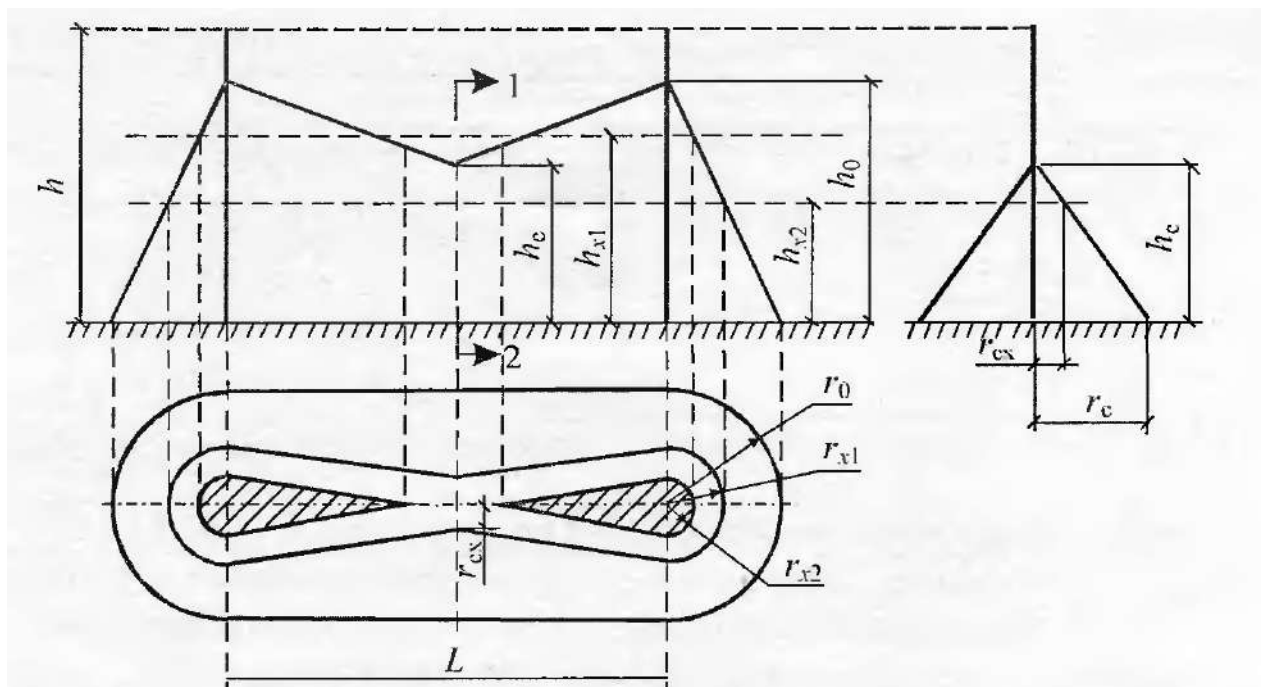


Рисунок 15.2 – Зона захисту подвійного стрижньового блискавковідводу
рівної довжини

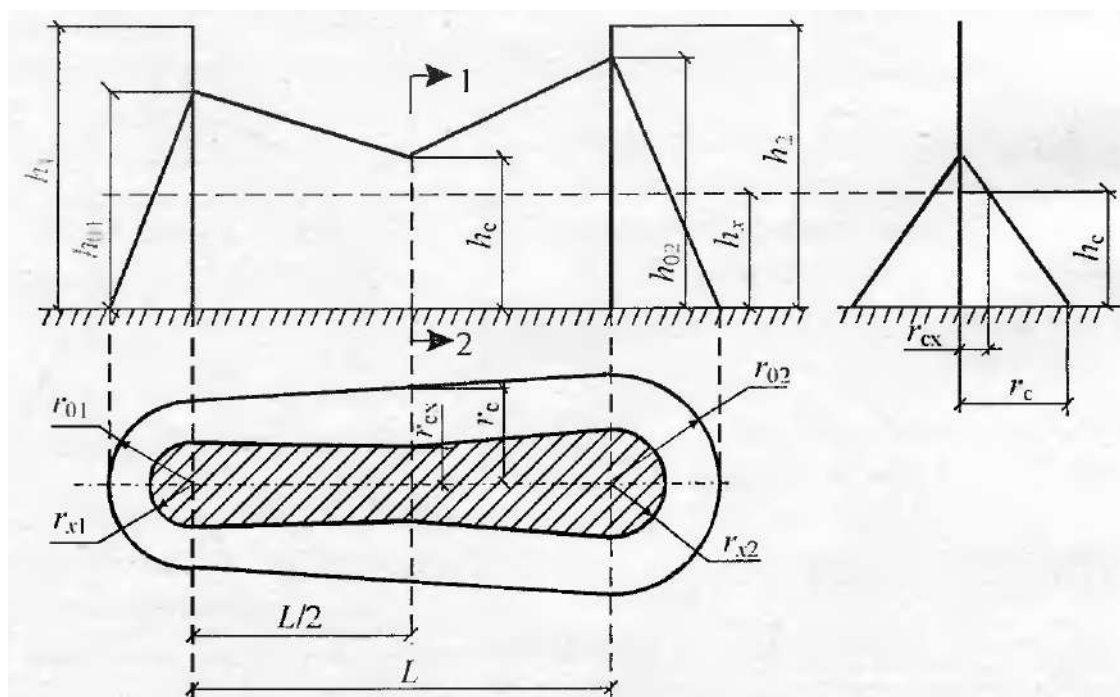


Рисунок 15.3 – Зона захисту подвійного стрижньового блискавковідводу різної довжини

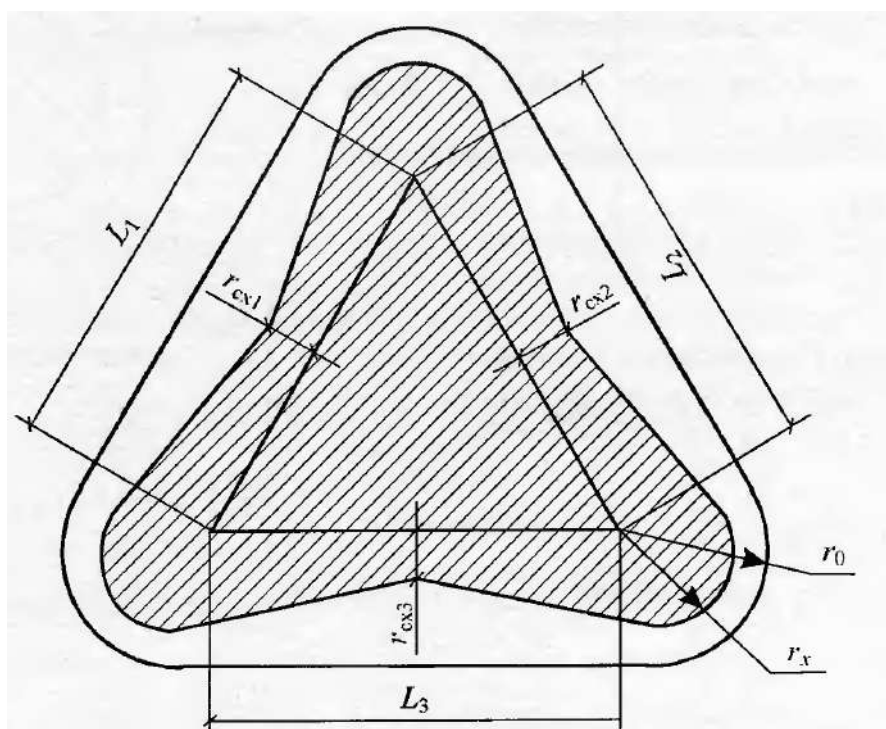


Рисунок 15.4 – Зона захисту (в плані) багатократного стрижньового блискавковідводу

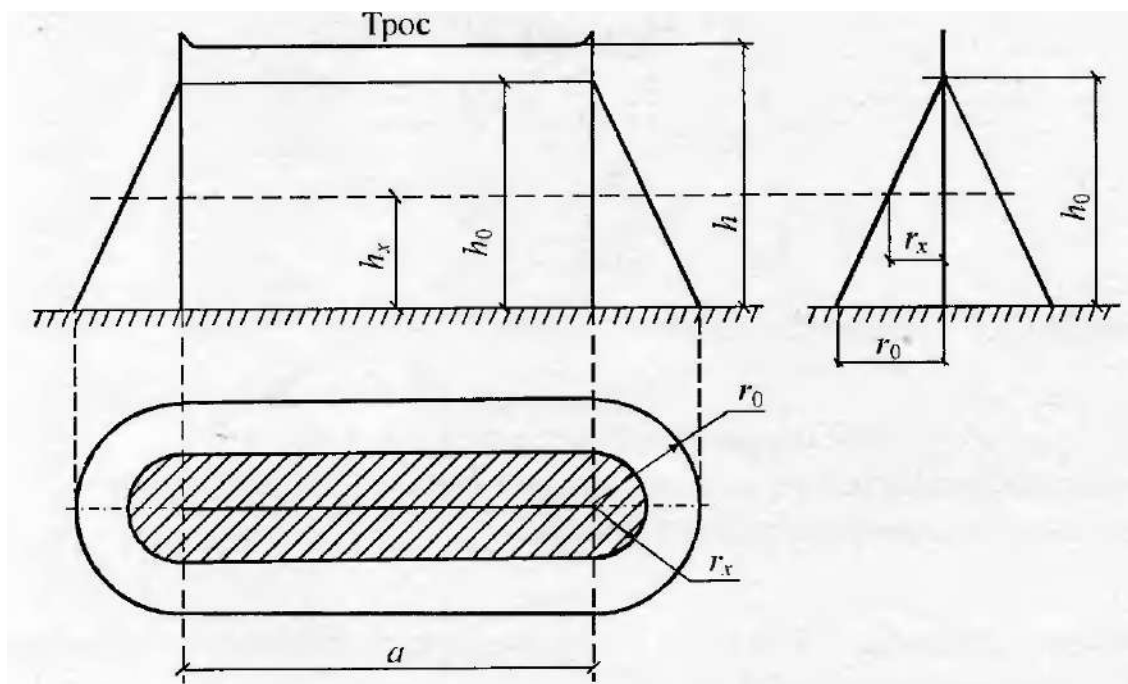


Рисунок 15.5 – Зона захисту одиночного тросового блискавковідводу

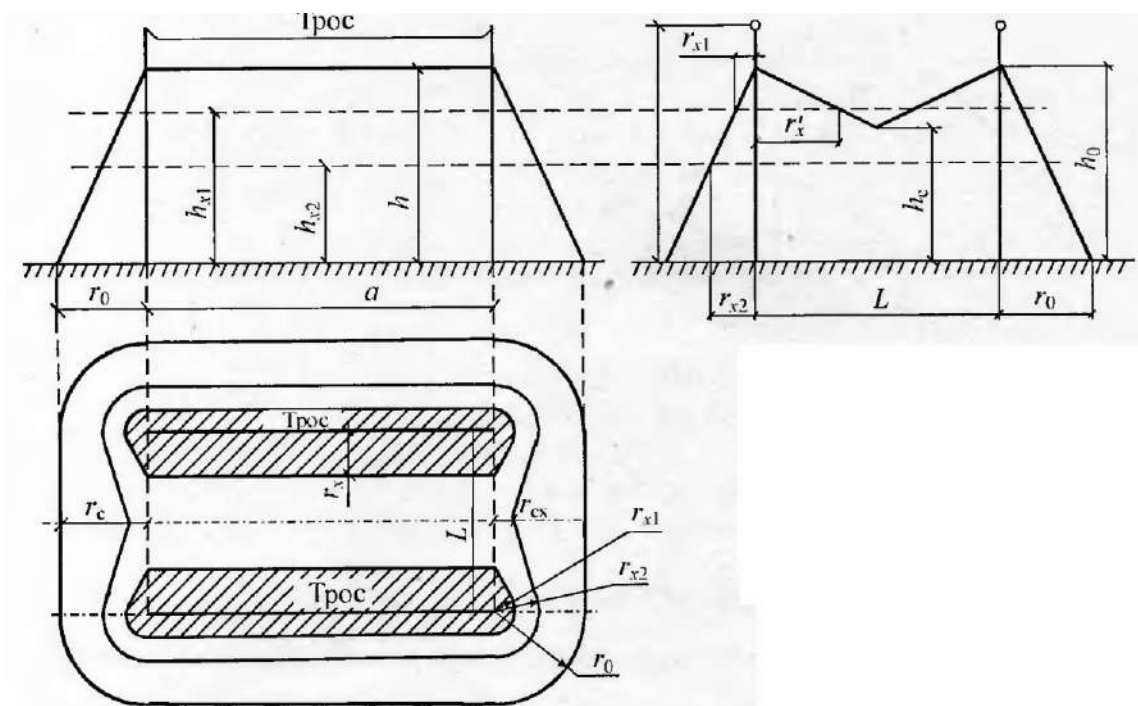


Рисунок 15.6 – Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу

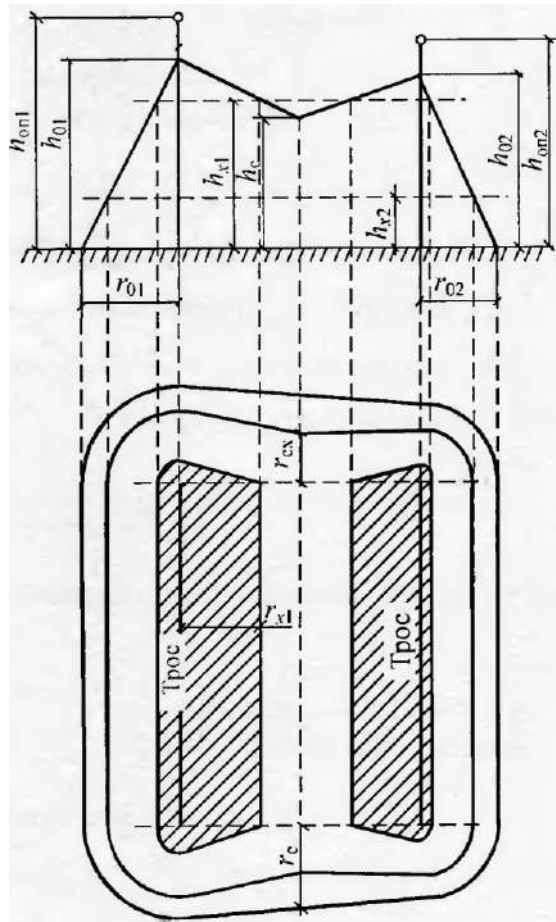


Рисунок 15.7 – Зона захисту двох тросових блискавковідводів різної висоти

Вихідні дані до розрахунку взяти з табл. 15.3 відповідно до свого варіанту.

Таблиця 15.3 – Завдання до практичного заняття

Варіант	Тип блискавкозахисту	Зона	h_x , м	B , м	h_1 , м	h_2 , м	L , м	a , м	$t_{ср}$, год/рік
1	1С	А	20	15	40	—	—	—	110
2	2С	Б	20	20	50	50	50	60	100
3	2С	А	20	20	30	50	40	—	20
4	1Т	Б	15	—	32	—	40	—	30
5	2Т	А	15	—	32	32	20	40	40
6	2Т	Б	15	—	32	22	25	30	90
7	1С	Б	20	15	40	—	—	—	80
8	2С	А	10	12	45	25	50	—	50
9	2С	А	10	12	30	30	45	—	60
10	1Т	А	8	—	22	—	30	—	70
11	2Т	Б	8	—	22	27	30	45	110

Продовження таблиці 15.3

Варіант	Тип блискавкозахисту	Зона	h_x , м	B , м	h_1 , м	h_2 , м	L , м	a , м	$t_{\text{сеп}}$, год/рік
12	2Т	Б	8	–	17	17	30	35	70
13	1С	А	12	10	35	–	–	–	100
14	2С	Б	15	15	50	50	35	–	60
15	2С	Б	15	15	50	40	40	–	20
16	1Т	А	16	–	27	–	40	–	50
17	2Т	А	12	–	22	27	35	20	30
18	2Т	Б	12	–	27	27	35	25	80
19	1С	А	25	30	60	–	–	–	40
20	2С	Б	16	20	50	40	50	–	90
21	2С	А	16	20	50	50	40	–	90
22	1Т	А	12	–	27	–	30	–	40
23	2Т	Б	8	–	17	22	25	30	80
24	2Т	Б	8	–	27	27	25	20	30

Примітка. L – відстань між двома стрижньовими блискавковідводами (для типу захисту 2С) або відстань між опорами тросового блискавковідводу (для типу Т); a – довжина прольоту між опорами троса (для типу захисту 2Т); h_1, h_2 – висота опор (для типу захисту Т).

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

2. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Текст] : навчальний посібник / уклад.: А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О. В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко / Центральнотехн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. – 272 с.

3 Методичні вказівки до практичних занять і розрахункової роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій. Частина 1» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього ступеня «бакалавр» денної та заочної форм навчання [Текст] / уклад. Г.О. Шеїна. – Покровськ : ДонНТУ, 2020. – 36 с.

4 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) [Текст] / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 44 с.

5 Правила улаштування електроустановок [Текст]; Міненерговугілля України. – Київ : Індустрія, 2022. – 800 с.

6 Електричні станції і підстанції [Текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. М. М. Євсюк. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

7 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)

[Текст] / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

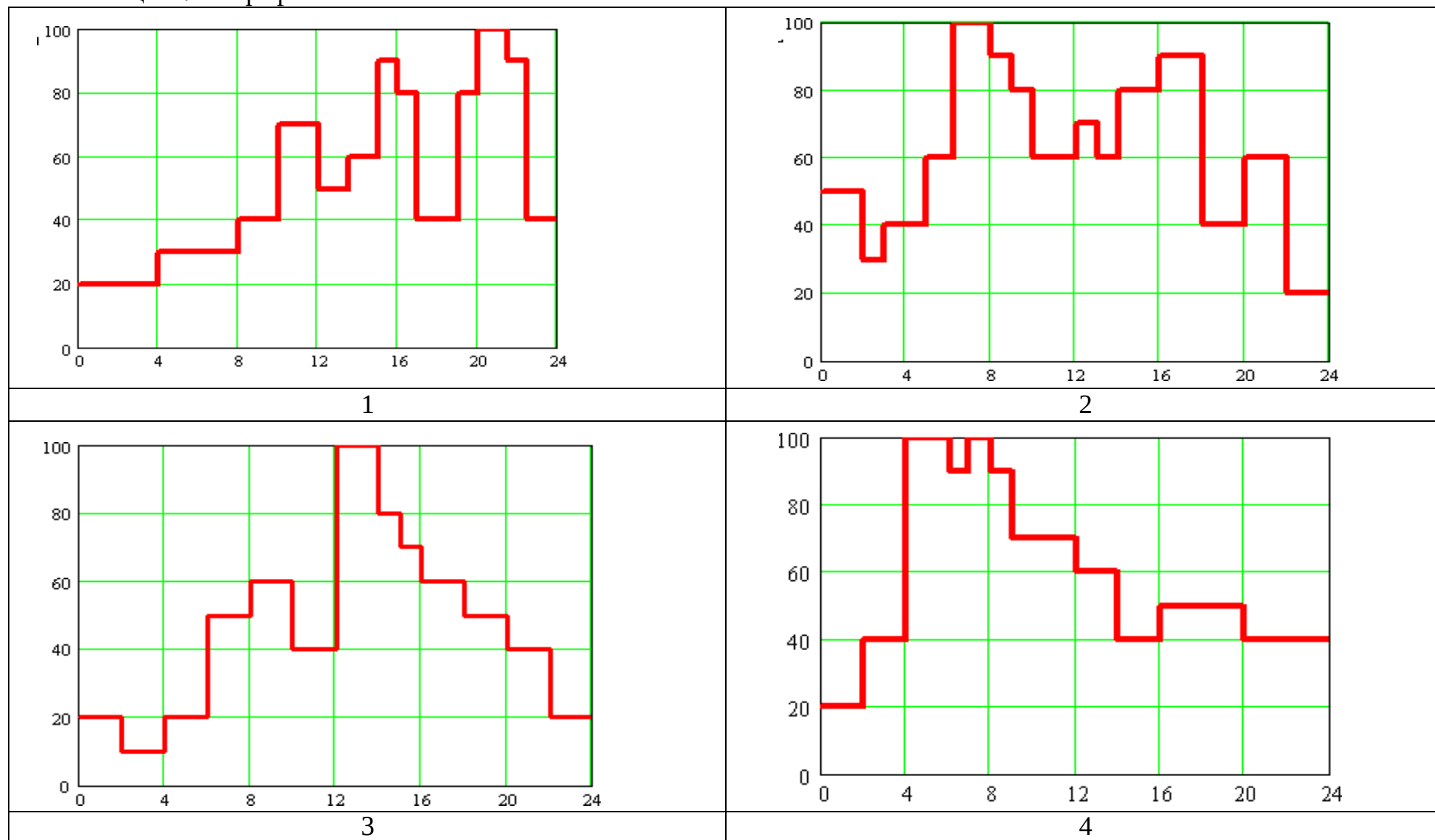
8 Електрична частина станцій і підстанцій [Текст] : навч. посібник / А. О. Омельчук. – Київ : ЦП «КОМПРИНТ», 2017. – 479 с.

ДОДАТОК А
(обов'язковий)

Таблиця А.1 – Вихідні дані

№ п/п	$U_{ВН}$ кВ	$U_{СН}$ кВ	$S''_{ВН}$ МВА	$S''_{СН\Sigma}$ МВА	$P_{макс}$ МВт	$\cos\varphi_{макс}$	$Q_{СК}$ МВАр	К-сть СК	Номер графіку	К-сть ЛЕП ВН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	220	110	8000	4000	200	0,9	100	1	1	2
2	220	110	7500	3500	220	0,9	50	2	4	2
3	220	110	7000	3000	240	0,91	75	2	3	3
4	220	110	7800	3500	320	0,91	50	2	3	4
5	220	110	7600	4000	360	0,915	100	1	1	4
6	220	110	6900	2900	350	0,9	50	2	1	4
7	220	110	6600	2800	180	0,9	50	2	4	2
8	220	110	6500	2700	150	0,89	50	1	3	2
9	220	110	5000	2600	100	0,89	50	2	3	5
10	220	110	5500	2500	112	0,88	50	2	1	2
11	220	110	5300	2400	116	0,92	25	2	1	2
12	220	110	4000	2300	210	0,93	25	2	4	3
13	220	110	4800	2200	120	0,91	32	2	3	2
14	220	110	4900	2100	115	0,91	32	1	3	2
15	220	110	4800	2000	145	0,91	50	2	1	2
16	220	110	6000	2500	252	0,91	25	2	1	3
17	220	110	5500	3400	160	0,9	32	2	4	2
18	220	110	5200	2200	250	0,905	50	2	3	6
19	220	110	4000	3000	145	0,9	30	2	3	2
20	220	110	5900	3600	140	0,9	75	2	1	2
21	220	110	4700	1950	210	0,93	25	2	1	3
22	220	110	4500	1900	220	0,92	32	1	4	3
23	220	110	5300	1850	230	0,92	32	2	3	2
24	220	110	4200	1830	210	0,915	75	2	3	3

Таблиця А.2 – Графіки навантаження



Козін Віктор Миколайович,
Савойський Олександр Юрійович
Рясна Ольга Василівна

Електрична частина станцій і підстанцій

**Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: січень, 2025 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 1,39
