

**Міністерство освіти і науки України
Таврійський державний агротехнологічний університет
імені Дмитра Моторного**



КОВАЛЕНКО О.І., КОВАЛЕНКО Л.Р.

**ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПРАКТИКУМ**

Запоріжжя, 2025 р.

УДК 621.311(075.8)

*Рекомендовано Вченою радою
факультету енергетики і комп'ютерних технологій
Таврійського державного агротехнологічного університету
імені Дмитра Моторного
(Протокол №3 від 04.11.2025 р.)*

Рецензенти:

Вовк О. Ю., к.т.н., доц., доцент кафедри електротехніки і електромеханіки імені професора В. В. Овчарова Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного

Постол Ю. О., к.т.н., доц., завідувачка кафедри електроенергетики і електротехнологій Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного

Коваленко О. І., Коваленко Л. Р.

Основи електропостачання: практикум. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 128 с.

Практикум призначений для здобувачів ступеня вищої освіти «Бакалавр» зі спеціальності G3 «Електрична інженерія» за ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» і спрямований на вивчення та закріплення матеріалу з дисципліни «Основи електропостачання». У практикумі за кожною темою наведені теоретичні відомості і приклад виконання практичного завдання. Для перевірки і закріплення знань за кожною темою пропонуються контрольні запитання та тестові завдання для самоперевірки, завдання для самостійного виконання.

УДК 621.311(075.8)

© Коваленко О.І., Коваленко Л.Р.

© Таврійський державний
агротехнологічний університет, імені
Дмитра Моторного, 2025 рік

З М І С Т

<u>Тема 1</u>	Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кВ	4
<u>Тема 2</u>	Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	13
<u>Тема 3</u>	Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кВ	21
<u>Тема 4</u>	Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання	29
<u>Тема 5</u>	Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів	39
<u>Тема 6</u>	Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням ..	47
<u>Тема 7</u>	Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна	63
<u>Тема 8</u>	Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі	69
Список використаних джерел		78
Додатки		79

ТЕМА 1

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,38 кВ

Мета: навчитися розраховувати електричні навантаження в сільських мережах напругою 0,38 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Розрахункові навантаження окремих споживачів електричної енергії задаються денним P_{∂} або вечірнім P_{ϵ} , кВт, максимумами, або визначаються за максимальною потужністю на вводі до споживача [1-4]:

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\max}, \quad P_{\epsilon} = \kappa_{\epsilon} \cdot P_{\max}, \quad (1.1)$$

де κ_{∂} , κ_{ϵ} – коефіцієнти денного та вечірнього максимуму (коефіцієнт участі у максимумі);

$P_{\max}$ – максимальна потужність на вводі до споживача, кВт.

Коефіцієнти денного та вечірнього максимумів приймаються наступним чином: для виробничих споживачів – $\kappa_{\partial} = 1$; $\kappa_{\epsilon} = 0,6$; для побутових споживачів без електроплит – $\kappa_{\partial} = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa_{\epsilon} = 1$; для побутових споживачів із електроплитами – $\kappa_{\partial} = 0,6$; $\kappa_{\epsilon} = 1$; для змішаного навантаження – $\kappa_{\partial} = \kappa_{\epsilon} = 1$ [3, 4].

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму P_{ϵ} , кВт, визначається за виразом:

$$P_{\epsilon} = \kappa_{\epsilon} \cdot n \cdot k_o \cdot P_{\max}, \quad (1.2)$$

де n – кількість споживачів у групі, шт;

k_o – коефіцієнт одночасності [3-5; 7; 9];

$P_{\max}$ – максимальне (розрахункове) навантаження на ввіді в житловий будинок, [3-7; 9], кВт.

Тоді навантаження денного максимуму P_{∂} , кВт, для групи житлових будинків дорівнює:

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\epsilon}. \quad (1.3)$$

Розрахунок електричних навантажень на окремих ділянках лінії залежить від характеру та розміру навантаження споживачів. Якщо навантаження в мережі 0,38 кВ однорідні (однаковий характер навантаження) та сумірні (не відрізняються більш ніж в чотири рази за потужністю), то навантаження окремої ділянки лінії визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів з урахуванням коефіцієнта одночасності, окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.\partial.} = k_o \cdot \sum P_{\partial i}, \quad P_{p.\epsilon.} = k_o \cdot \sum P_{\epsilon i}, \quad (1.4)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\partial i}$ і $P_{\epsilon i}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо із таблиць [3-7; 9] в залежності від кількості споживачів і характеру навантаження мережі.

Якщо навантаження споживачів відрізняються більш ніж в чотири рази (не сумірні), то вони підсумовуються за допомогою надбавок. При цьому до більшого із навантажень прибавляють надбавку від меншого:

$$P_{\bar{o}} > P_m, \quad P_p = P_{\bar{o}} + \Delta P_m, \quad (1.5)$$

де $P_{\bar{o}}$ – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження [3-5; 7; 9], кВт.

Додавання різнорідних навантажень (навантажень побутових, комунальних та виробничих споживачів) виконується також за допомогою метода надбавок (1.5).

Розрахунок навантажень виконують поступово для усіх ділянок лінії напругою 0,38 кВ, в напрямку – з кінця лінії до підстанції.

Коефіцієнт потужності споживачів визначається із літературних джерел [3-7; 9], а для групи споживачів він визначається як середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{с.з.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}. \quad (1.6)$$

де P_i – навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;
 $\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності (денний або вечірній) i -го споживача.

Якщо в зоні електропостачання знаходяться сезонні споживачі, то при визначенні розрахункового навантаження вони повинні бути враховані з відповідним коефіцієнтом сезонності [3-9].

Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту:

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + N \cdot P_{0 \text{ прим.}}, \quad (1.7)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;
 N – кількість виробничих та комунальних приміщень, шт.;
 $P_{0 \text{ вул.}}, P_{0 \text{ прим.}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно на один погонний метр вулиці та на одне виробниче приміщення [3-5; 7], кВт.

Повна розрахункова потужність на ділянці лінії S_p , кВА, визначається через коефіцієнт потужності навантаження:

$$S_{p.д.} = \frac{P_{p.д.}}{\cos \varphi_{\phi}}; \quad S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{\phi}}. \quad (1.8)$$

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке розрахунковий період?
2. Що таке коефіцієнт одночасності і від чого він залежить?
3. Якими методами визначають електричні навантаження в мережі напругою 0,38 кВ?
4. Що таке сумірні (несумірні) навантаження мережі?
5. Як складаються сумірні навантаження мережі?
6. Як складаються несумірні навантаження мережі?
7. Що таке однорідні (неоднорідні) навантаження мережі?
8. Як складаються неоднорідні навантаження мережі?
9. Як складаються однорідні навантаження мережі?
10. Як визначається середньозважений коефіцієнт потужності для групи споживачів?
11. Як визначається потужність зовнішнього освітлення населеного пункту?
12. В яких випадках і як враховуються сезонні навантаження споживачів?
13. Як визначається повна розрахункова потужність на ділянці лінії?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 1.1

П'ятнадцять житлових будинків в населеному пункті нової забудови без газифікації зібрані в три групи по п'ять будинків. Навантаження ($P_{\partial}/P_{\epsilon}$, кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\epsilon}$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 1.1). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) напругою 0,38 кВ та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

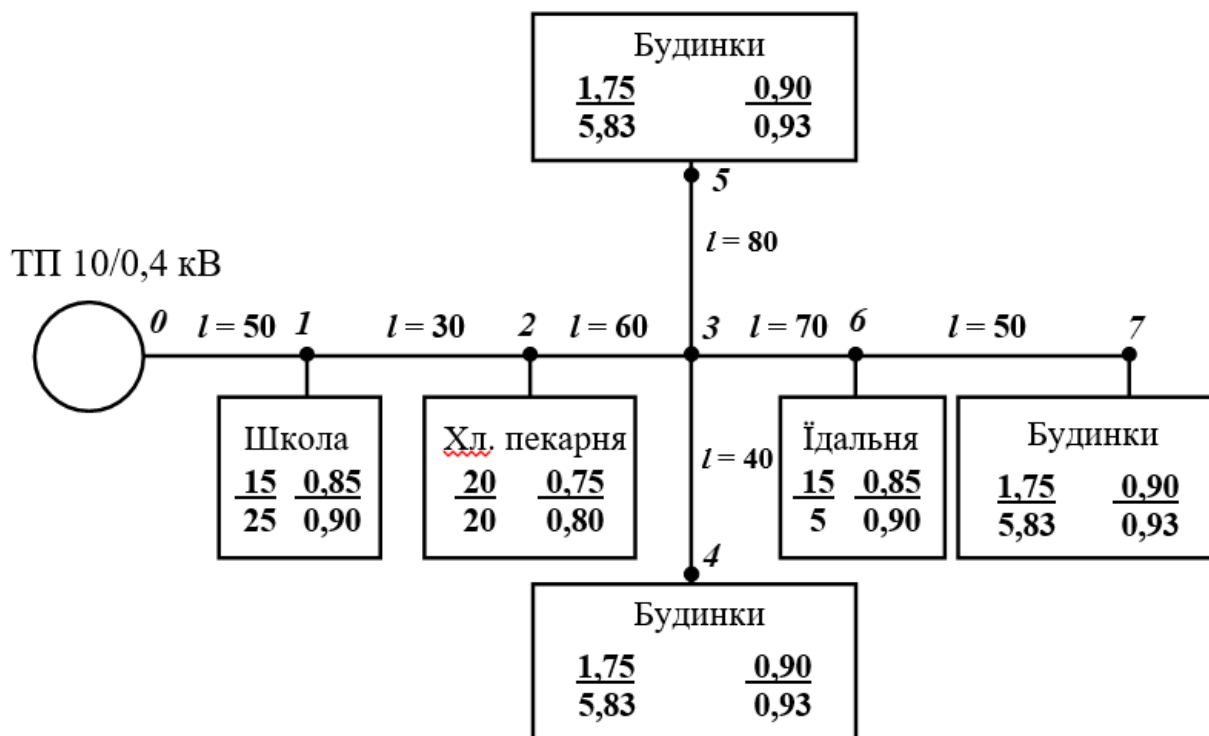


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

1. Навантаження на ввіді до житлового будинку (розрахункове навантаження) визначаємо із літературних джерел [3-7]. Для будинку в населеному пункті нової забудови без газифікації $P_{\max} = 2,2$ кВт.

2. Максимум денного та вечірнього навантаження групи з п'яти будинків визначаємо через коефіцієнт одночасності [3-9]:

$$P_{\epsilon} = n \cdot k_o \cdot P_{\max}; \quad P_{\epsilon} = 5 \cdot 0,53 \cdot 2,2 = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\epsilon}; \quad P_{\partial} = 0,3 \cdot 5,83 = 1,75 \text{ кВт.}$$

3. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + N \cdot P_{0 \text{ прим.}};$$

$$P_{з.о.} = 260 \cdot 10 + 3 \cdot 250 = 3350 \text{ Вт} = 3,35 \text{ кВт.}$$

4. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Так як навантаження неоднорідні і не сумірні, то їх підсумовування виконуємо методом надбавок (таблиця А.3). Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 1.1).

$$P_p = P_{\delta} + \Delta P_m.$$

$$P_{p.\delta.7-6} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.7-6} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.6-3} = 15 + \Delta 1,75 = 15 + 1,05 = 16,05 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.6-3} = 5,83 + \Delta 5 = 5,83 + 3 = 8,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.4-3} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.4-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.5-3} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.5-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.3-2} = 16,05 + \Delta 1,75 + \Delta 1,75 = 16,05 + 1,05 + 1,05 = 18,15 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.3-2} = 8,83 + \Delta 5,83 + \Delta 5,83 = 8,83 + 3,50 + 3,50 = 15,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.2-1} = 20,00 + \Delta 18,15 = 20,00 + 11,30 = 31,30 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.2-1} = 20,00 + \Delta 15,83 = 20,00 + 9,70 = 29,70 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.1-0} = 31,30 + \Delta 15,00 = 31,30 + 9,15 = 40,45 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.1-0} = 29,70 + \Delta 25,00 = 29,70 + 15,70 = 45,40 \text{ кВт.}$$

5. За літературними джерелами [3-9] визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів (таблиця А.7), а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{\delta 7-6} = 0,90; \quad \cos \varphi_{\epsilon 7-6} = 0,93;$$

$$\cos \varphi_{с.з.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}.$$

$$\cos \varphi_{\partial 6-3} = \frac{15 \cdot 0,85 + 1,75 \cdot 0,9}{15 + 1,75} = 0,86;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 6-3} = \frac{5 \cdot 0,9 + 5,83 \cdot 0,93}{5 + 5,83} = 0,92.$$

6. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

$$S_{p.\epsilon} = \frac{P_{p.\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}; \quad S_{p.\epsilon} = \frac{P_{p.\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}.$$

$$S_{p.\partial 7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА}; \quad S_{p.\epsilon 7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\partial 6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,70 \text{ кВА}; \quad S_{p.\epsilon 6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,60 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках лінії виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Визначення розрахункових навантажень в лінії 0,38кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\partial}$, кВА	$S_{p.\epsilon}$, кВА
	P_{∂} , кВт	P_{ϵ} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{ϵ} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	ΔP_{ϵ} , кВт	$P_{p\partial}$, кВт	$P_{p\epsilon}$, кВт				
7-6	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
6-3	15,00	5,83	1,75	5,00	1,05	3,00	16,05	8,83	0,86	0,92	18,70	9,60
4-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
5-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
3-2	16,05	8,83	1,75	5,83	1,05	3,50	18,15	15,83	0,87	0,92	20,86	17,20
			1,75	5,83	1,05	3,50						
2-1	20,00	20,00	18,15	15,83	11,30	9,70	31,30	29,70	0,82	0,86	38,17	34,53
1-0	31,30	29,70	15,00	25,00	9,15	15,70	40,45	45,40	0,83	0,89	48,73	51,01

Задача 1.2 (самостійно)

Житлові будинки в населеному пункті старої забудови з газифікацією зібрані в групи по чотири будинки. Навантаження ($P_{\partial}/P_{\epsilon}$, кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\epsilon}$) інших споживачів та довжини ділянок лінії (l , м) вказані на розрахунковій схемі (рисунок 1.2). Визначити розрахункові навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ для заданого варіанта лінії (таблиця 1.2) та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

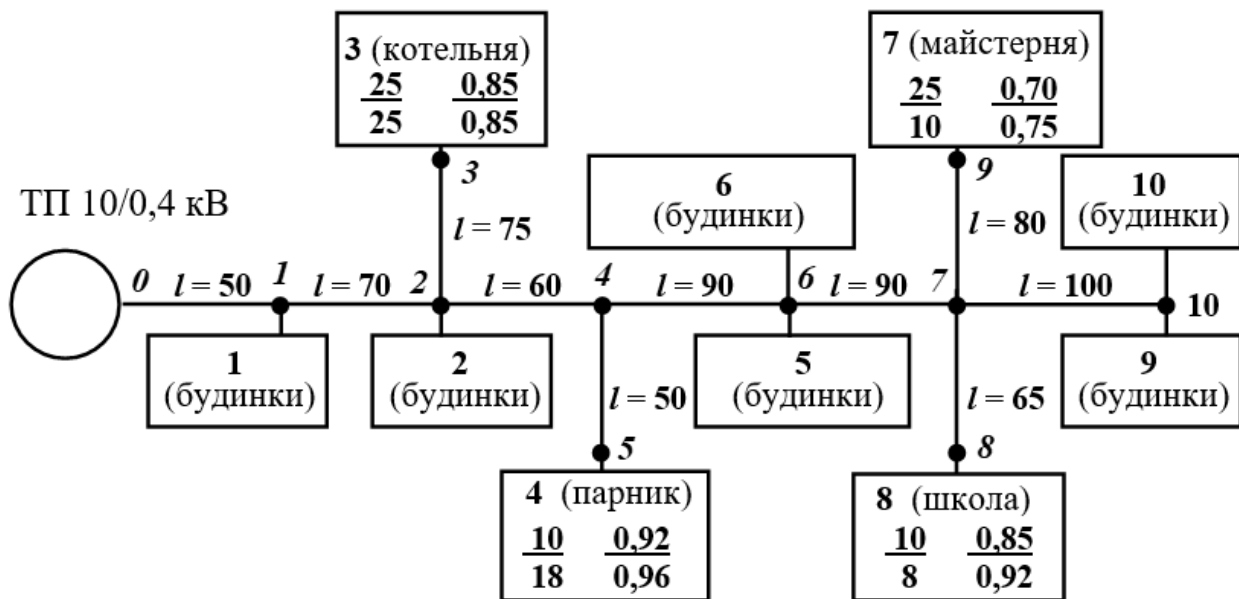


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 1.2 – Варіанти навантаження повітряної лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження лінії					
1	2	3	5	7	8	10
2	1	2	3	4	5	8
3	2	3	4	6	7	9
4	1	2	3	4	5	6
5	1	4	5	6	7	10
6	2	5	6	7	8	9
7	1	3	5	6	9	10
8	2	4	5	6	7	8
9	3	4	5	7	8	9
10	4	5	6	8	9	10
11	1	3	4	5	6	8

Задача 1.3 (самостійно)

Житлові будинки в населеному пункті переважно старої забудови без газифікації зібрані в групи по шість будинків. Навантаження (P_0/P_6 , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_0/\cos \varphi_6$) інших споживачів та довжини ділянок лінії (l , м) вказані на розрахунковій схемі (рисунок 1.3). Визначити розрахункові навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ для заданого варіанта лінії (таблиця 1.3) та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

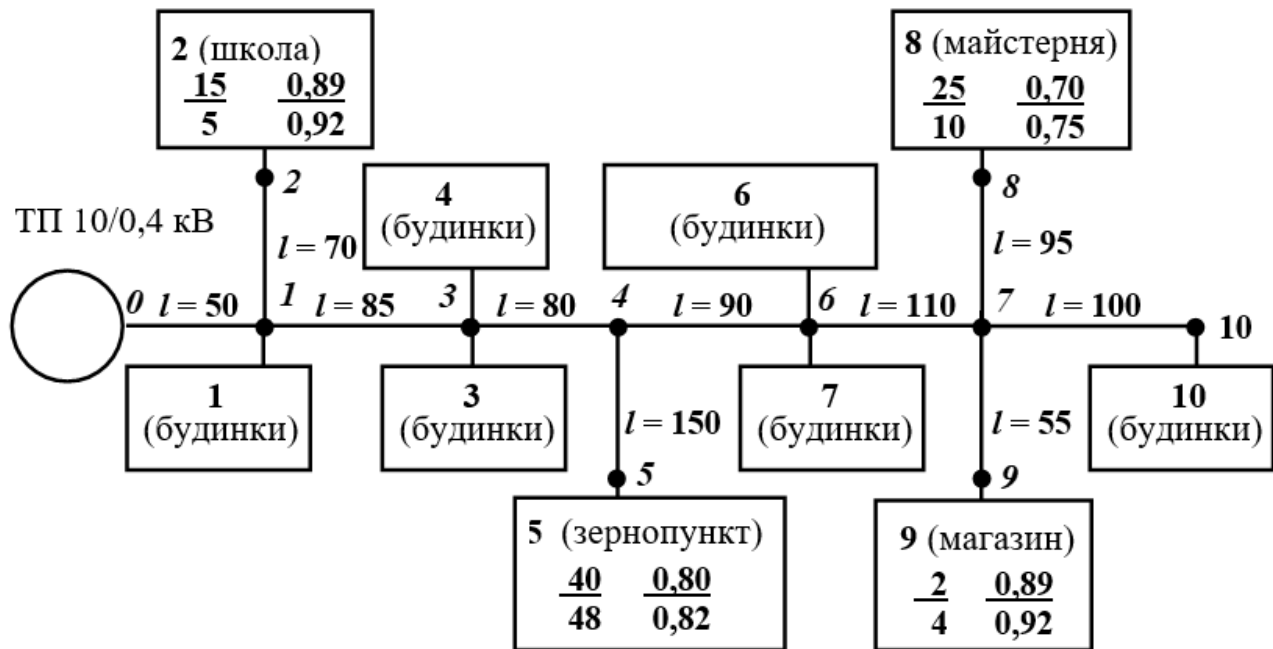


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 1.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження лінії					
1	2	3	5	7	8	10
2	1	2	3	4	5	8
3	2	3	4	6	7	9
4	1	2	3	4	5	6
5	1	4	5	6	7	10
6	2	5	6	7	8	9
7	1	3	5	6	9	10
8	2	4	5	6	7	8
9	3	4	5	7	8	9
10	4	5	6	8	9	10
11	2	4	5	6	7	9

ТЕМА 2

ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета: навчитися визначати розрахункову потужність та виконувати вибір силових трансформаторів знижувальних підстанцій напругою 10/0,4 кВ.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Визначення розрахункової потужності одно-, або двотрансформаторних підстанцій 6...10/0,4 кВ виконується шляхом підсумовування розрахункових активних потужностей на головних ділянках ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції (окремо денних та вечірніх) методом надбавок. Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту своїм повним розміром додається до сумарного вечірнього максимуму [3; 4; 7].

$$P_{p.d. TP} = P_{p.d. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}, \quad (2.1)$$

$$P_{p.v. TP} = P_{p.v. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.v. \text{ лін.м}} + P_{з.о.}, \quad (2.2)$$

де $P_{p.d. \text{ лін.б}}$, $P_{p.v. \text{ лін.б}}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}$, $\sum \Delta P_{p.v. \text{ лін.м}}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно денних та вечірніх, кВт.

Повна розрахункова потужність трансформаторної підстанції (денна або вечірня) $S_{p.d. TP}$ та $S_{p.v. TP}$, кВА, визначається через відповідний коефіцієнт потужності [3-7] за виразами:

$$S_{p.d. TP} = \frac{P_{p.d. TP}}{\cos \varphi_d}, \quad S_{p.v. TP} = \frac{P_{p.v. TP}}{\cos \varphi_v}. \quad (2.3)$$

За розрахункову $S_{p.ТП}$, кВА, приймається більша повна розрахункова потужність трансформатора – денна або вечірня ($S_{p.д\ ТП}$ або $S_{p.в\ ТП}$).

Вибір номінальної потужності силових трансформаторів $S_{н.тр}$, кВА, одно- та двотрансформаторних підстанцій виконується із умови їхньої роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень:

$$S_{екон.\ min} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{екон.\ max}, \quad (2.4)$$

де $S_{p.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{екон.\ min}$, $S_{екон.\ max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності [3; 4; 7] (додаток А), кВА.

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються із умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням. Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за співвідношенням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (2.5)$$

де $S_{p.ТП}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції, кВА;

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

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора.

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}), \quad (2.6)$$

де $k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, при табличній середньодобовій температурі повітря $t_{n.m.}$ [3; 4; 7] (додаток А);

α – розрахунковий температурний градієнт [3; 4; 7] (додаток А), $1/^{\circ}\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{n.m.}$ – таблична середньодобова температура повітря [3; 4; 7] (додаток А), $^{\circ}\text{C}$.

Якщо умова (2.5) не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції 10/0,4 кВ трансформатор більшої потужності.

Річне споживання електричної енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{pik} = P_{p \max} \cdot T, \quad (2.7)$$

де $P_{p \max}$ – максимальне активне розрахункове навантаження ТП, кВт;

T – час використання максимального навантаження [3-7], год.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як визначається розрахункове активне навантаження на шинах ТП 10/0,4 кВ?
2. Як враховується потужність зовнішнього освітлення при виборі потужності споживчої ТП 10/0,4 кВ?
3. Як визначити повну потужність трансформатора споживчої ТП 10/0,4 кВ?
4. Як виконується вибір номінальної потужності силового трансформатора?
5. Що таке економічний інтервал навантаження підстанції?
6. За якими умовами перевіряють вибрану номінальну потужність трансформатора?
7. Які параметри та характеристики впливають на вибір номінальної потужності трансформатора?
8. Що таке коефіцієнт систематичного навантаження і від чого він залежить?
9. Що таке час використання максимального навантаження?
10. Як визначається річне споживання енергії на шинах споживчих ТП 10/0,4 кВ?
11. В яких межах знаходиться тривалість використання максимуму навантаження $T_{\max}$ для сільських електричних мереж?
12. За яким основним параметром вибирається номінальна потужність силового трансформатора за умовами його роботи в нормальному режимі?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 2.1

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт, наведено в таблиці 2.1. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д.лін.}$ та $P_{р.в.лін.}$ взяті із задачі 1.1 (заняття 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

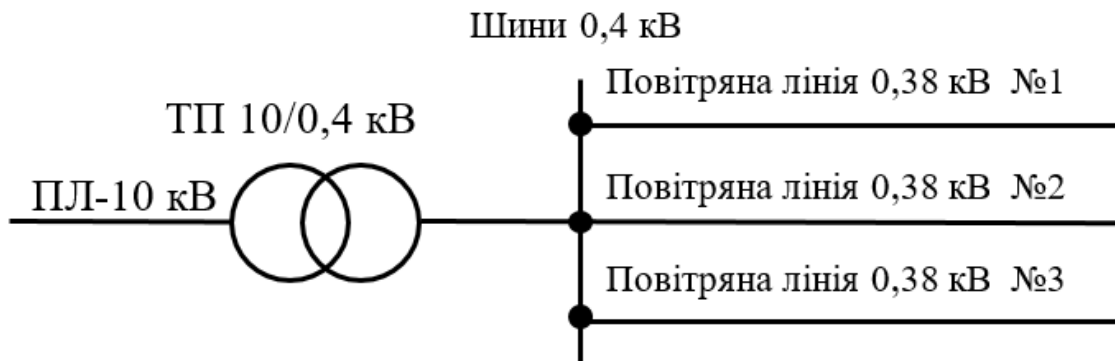


Рисунок 2.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для розрахунку

Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °C	Характер навантаження	T , год
ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
$\frac{30,8}{43,2}$	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{40,5}{45,4}$	3,4	0	Змішане	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

1. Розрахункове активне навантаження (денне та вечірнє) на шинах ТП:

$$P_{р.д.ТП} = P_{р.д.лін.б} + \sum \Delta P_{р.д.лін.м},$$

$$P_{р.д.ТП} = 40,5 + \Delta 35,0 + \Delta 30,8 = 40,5 + 22,8 + 19,6 = 82,9 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.в.ТП} = P_{р.в.лін.б} + \sum \Delta P_{р.в.лін.м} + P_{з.о.},$$

$$P_{р.в.ТП} = 51,2 + \Delta 45,4 + \Delta 43,2 + 3,4 = 51,2 + 30,3 + 28,5 + 3,4 = 113,4 \text{ кВт.}$$

2. За літературою [3-7] визначаємо коефіцієнти потужності для споживчої ТП 10/0,4 кВ із змішаним навантаженням (таблиця А.7):

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,83.$$

3. Повна розрахункова потужність ТП (денна та вечірня):

$$S_{p.\partial.ТП} = \frac{P_{p.\partial.ТП}}{\cos \varphi_{\partial}}, \quad S_{p.в.ТП} = \frac{P_{p.в.ТП}}{\cos \varphi_{\partial}}.$$

$$S_{p.\partial.ТП} = \frac{82,9}{0,8} = 103,6 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.ТП} = \frac{113,4}{0,83} = 136,6 \text{ кВА}.$$

Так як $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА} > S_{p.\partial.ТП} = 103,6 \text{ кВА}$, то за розрахункову потужність приймаємо $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА}$.

4. Номінальна потужність трансформатора при $n = 1$, за шкалою економічних інтервалів [3; 4; 7] (Додаток А, таблиця А.10):

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}}; \quad 116 \leq \frac{136,6}{1} \leq 150.$$

Приймаємо трансформатор з номінальною потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$.

5. Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора [3; 4; 7] (Додаток А, таблиця А.12)):

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}),$$

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (0 - (-10)) = 1,67.$$

6. Прийняту номінальну потужність трансформатора перевіряємо за умови його роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{нтр}} \leq k_c; \quad \frac{136,6}{1 \cdot 100} = 1,37 \leq 1,67.$$

Умова виконується. До встановлення на підстанції 10/0,4 кВ приймаємо один силовий трансформатор потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$.

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T = 3000$ [3; 4; 7]:

$$W_{рік} = 113,4 \cdot 3000 = 340200 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Задача 2.2 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Дані для розрахунку наведені в таблиці 2.2 по варіантам. Для повітряної лінії №3 $P_{p.д.лін.}$ та $P_{p.в.лін.}$ рекомендується взяти із задачі 1.2 (заняття 1).

Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

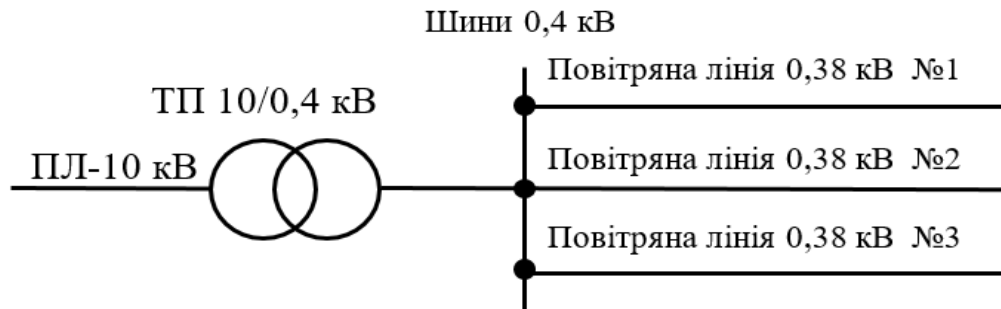


Рисунок 2.2 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{p.д.лін.} / P_{p.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °C	Характер навантаження	T , год
	ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
1	$\frac{39,9}{44,6}$	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{29,2}{26,4}$	11,3	0	Змішане	3000
2	$\frac{52,5}{37,6}$	$\frac{72,5}{60,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	18,0	-5	Комун.-побутове	2750
3	$\frac{56,5}{43,3}$	$\frac{129,5}{100,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	8,0	+5	Виробниче	2500
4	$\frac{149,5}{110,8}$	$\frac{79,3}{80,6}$	$\frac{41,9}{50,6}$	12,2	-10	Виробниче	2250
5	$\frac{54,4}{42,7}$	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,2}{36,4}$	14,4	+10	Змішане	2000
6	$\frac{48,9}{59,3}$	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{35,7}{51,4}$	10,5	0	Комун.-побутове	1750
7	$\frac{150,4}{132,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	18,1	-5	Змішане	1500
8	$\frac{39,0}{36,7}$	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{28,0}{30,8}$	15,2	+5	Виробниче	1250
9	$\frac{54,3}{38,3}$	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{64,3}{48,3}$	13,8	-10	Комун.-побутове	1000
10	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{51,7}{31,9}$	$\frac{21,9}{30,6}$	13,1	+10	Виробниче	900
11	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{81,8}{41,5}$	$\frac{41,7}{20,6}$	6,3	+5	Виробниче	1300

Задача 2.3 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ живить чотири повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Дані для розрахунку наведені в таблиці 2.3 по варіантам. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д.лін.}$ та $P_{р.в.лін.}$ рекомендується взяти із задачі 1.3 (заняття 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

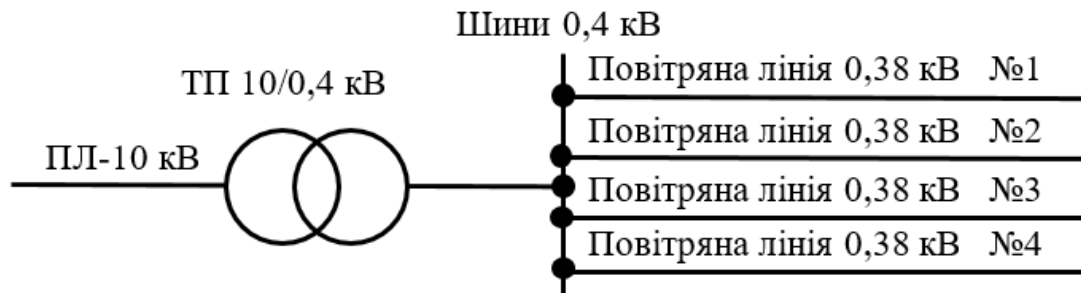


Рисунок 2.3 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}, \text{кВт}$				$P_{з.о.}, \text{кВт}$	$t_n, ^\circ\text{C}$	Характер навантаження	$T, \text{год}$
	ПЛ№1	ПЛ№2	ПЛ№3	ПЛ№4				
1	$\frac{51,7}{31,9}$	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,9}{44,6}$	$\frac{35,7}{51,4}$	18,1	-5	Змішане	800
2	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{52,5}{37,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	15,2	+5	Виробниче	1100
3	$\frac{72,5}{60,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{56,5}{43,3}$	$\frac{28,0}{30,8}$	13,8	-10	Комун.-побутове	1200
4	$\frac{129,5}{100,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{149,5}{110,8}$	$\frac{64,3}{48,3}$	13,1	+10	Виробниче	1400
5	$\frac{79,3}{80,6}$	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{54,4}{42,7}$	$\frac{29,2}{26,4}$	11,3	0	Змішане	1600
6	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,2}{36,4}$	$\frac{48,9}{59,3}$	$\frac{49,5}{60,6}$	18,0	-5	Комун.-побутове	1800
7	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{35,7}{51,4}$	$\frac{150,4}{132,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	8,0	+5	Виробниче	2200
8	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	$\frac{39,0}{36,7}$	$\frac{41,9}{50,6}$	12,2	-10	Виробниче	2400
9	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{28,0}{30,8}$	$\frac{54,3}{38,3}$	$\frac{79,3}{80,6}$	14,4	+10	Змішане	2600
10	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{64,3}{48,3}$	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{21,9}{30,6}$	10,5	0	Комун.-побутове	2800
11	$\frac{71,1}{30,6}$	$\frac{49,2}{38,4}$	$\frac{42,3}{50,3}$	$\frac{88,4}{68,9}$	18,0	-5	Змішане	2700

ТЕМА 3

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 6...35 кВ

Мета: навчитися розраховувати електричні навантаження на ділянках повітряних ліній напругою 6...35 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Навантаження на ділянках мережі 6...35 кВ розраховують для вибору потужності районної трансформаторної підстанції (РТП), для вибору перерізу проводів, для вибору обладнання мережі та для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання.

Розрахункові навантаження на окремих ділянках розподільних ліній напругою 6...35 кВ визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень на шинах споживчих підстанції напругою 6...35/0,4 кВ з урахуванням коефіцієнта одночасності, окремо для денного та вечірнього максимумів [3; 4; 7]:

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{d.TPi}, \quad P_{p.v.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{v.TPi}, \quad (3.1)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{d.TPi}$ і $P_{v.TPi}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -ї споживчої підстанції, кВт.

Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо згідно [3-5; 7] в залежності від кількості споживачів.

Якщо навантаження окремих споживчих трансформаторних підстанцій відрізняються більш ніж в чотири рази (несумірні), то вони підсумовуються за допомогою таблиць надбавок. Розрахунок виконується аналогічно як і в мережі 0,38 кВ (заняття 1, вираз (1.5)), але при цьому використовують інші таблиці надбавок [3-5; 7].

$$P_{p.d.} = P_{б.d.TPi} + \Delta P_{м.d.TP_n}, \quad P_{p.v.} = P_{б.v.TPi} + \Delta P_{м.v.TP_n} \quad (3.2)$$

де $P_{б.d.TPi}$, $P_{б.v.TPi}$ – більше з навантажень ТП, денне та вечірнє, кВт;

$\Delta P_{м.d.TP_n}$, $\Delta P_{м.v.TP_n}$ – надбавка від меншого навантаження ТП, денного та вечірнього, кВт [3-5; 7; 9], кВт.

Навантаження споживчих підстанцій ТП 6...35/0,4 кВ мають, як правило, змішаний характер.

Якщо в зоні електропостачання знаходяться сезонні споживачі електричної енергії (зернотік, станції зрошення), то при визначенні розрахункового навантаження на ділянці лінії підсумовуються їх навантаження із урахуванням коефіцієнту сезонності k_c [3-7]:

$$P_{p.\partial.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{\partial.TPi}, \quad P_{p.в.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{в.TPi}. \quad (3.3)$$

Розрахункові навантаження ліній напругою 35, 110 кВ та районних трансформаторних підстанцій визначають шляхом підсумовування навантажень на шини підстанцій 35...110/6...10 кВ за виразами (3.1) з використанням наступних значень коефіцієнтів одночасності: для двох ТП – $k_o = 0,97$; для трьох ТП – $k_o = 0,95$; для чотирьох ТП і більше – $k_o = 0,9$.

Повна розрахункова потужність на ділянці лінії визначається через коефіцієнт потужності навантаження:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial}}; \quad S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{в.}}. \quad (3.4)$$

Для споживачів з напругою вище 1000 В коефіцієнт потужності визначається за графіками, в залежності від відношення виробничого навантаження до сумарного навантаження усіх споживачів [3-9].

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення розрахункового періоду.
2. Що таке коефіцієнт одночасності і від чого він залежить?
3. Якими методами визначають електричні навантаження в мережі напругою 6...35 кВ?
4. Що таке сумірні навантаження електричної мережі?
5. Що таке не сумірні навантаження електричної мережі?
6. Як підсумовують сумірні навантаження мережі?
7. Як підсумовують не сумірні навантаження?
8. Що таке різнорідні навантаження?
9. Як підсумовують різнорідні навантаження мережі?
10. В яких випадках і як враховуються сезонні навантаження?
11. Як визначають розрахункові навантаження ліній напругою 35, 110 кВ та районних трансформаторних підстанцій?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 3.1

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.\partial}$, $S_{p.в}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{\partial ТП i} / P_{в ТП i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.1). Характер навантаження споживчих ТП – виробниче.

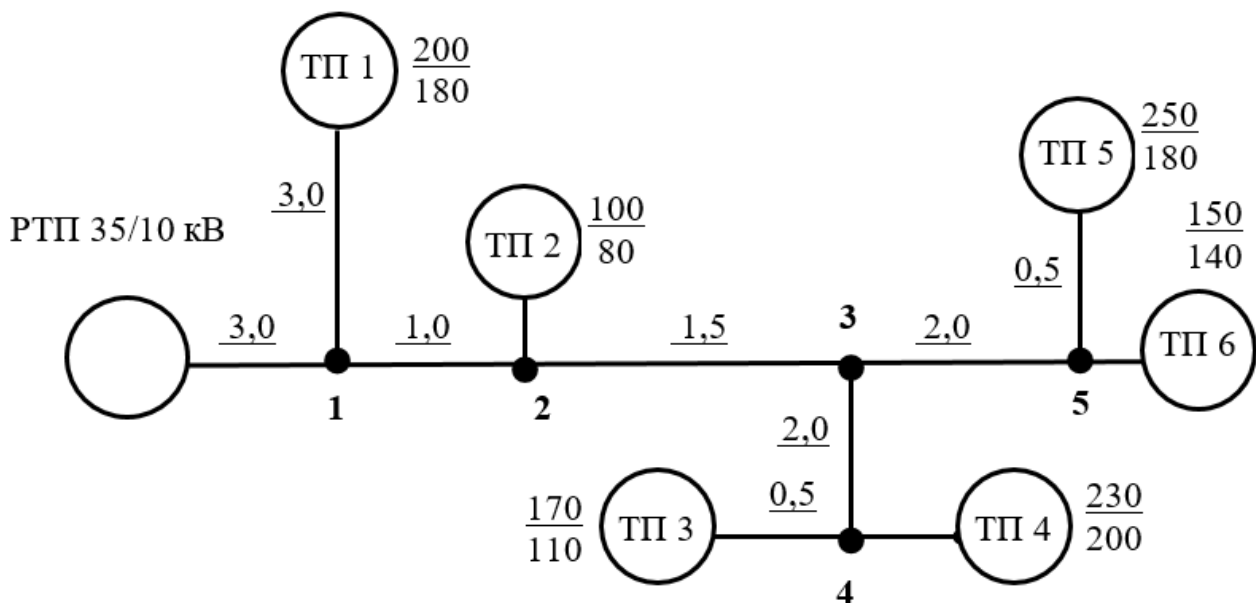


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

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

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Навантаження підсумовуємо із використанням коефіцієнта одночасності (таблиця А.2). Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 3.1).

$$P_{p.\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial.ТП i},$$

$$P_{p.в} = k_o \sum_{i=1}^n P_{в.ТП i}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 250 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в} = P_{в} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 5-3:

$$P_{p.\partial} = 0,9 \cdot (250 + 150) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в} = 0,9 \cdot (180 + 140) = 288 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП3-4:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial} = 170 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в} = 110 \text{ кВт.}$$

– ділянка 4-3:

$$P_{p.\partial.} = 0,9 \cdot (170 + 230) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = 0,9 \cdot (110 + 200) = 279 \text{ кВт.}$$

– ділянка 3-2:

$$P_{p.\partial.} = 0,82 \cdot (250 + 150 + 170 + 230) = 656 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,82 \cdot (180 + 140 + 110 + 200) = 516,6 \text{ кВт.}$$

– ділянка 2-1:

$$P_{p.\partial.} = 0,8 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100) = 720 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,8 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80) = 568 \text{ кВт.}$$

– ділянка ТП1-1:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial} = 200 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = P_{в} = 180 \text{ кВт.}$$

– ділянка 1-РТП:

$$P_{p.\partial.} = 0,79 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100 + 200) = 869 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,79 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80 + 180) = 703,1 \text{ кВт.}$$

2. Коефіцієнт потужності для ТП із виробничим характером навантаження становить (таблиця А.7) [3-9]:

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,7;$$

$$\cos \varphi_{в} = 0,75;$$

3. Визначаємо повну розрахункову потужність на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial}};$$

$$S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{в}}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$S_{p.\partial.} = \frac{250}{0,7} = 357,1 \text{ кВА};$$

$$S_{p.в.} = \frac{180}{0,75} = 240,0 \text{ кВА.}$$

– ділянка 5 - 3:

$$S_{p.\partial.} = \frac{360}{0,7} = 514,3 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.} = \frac{288}{0,75} = 384,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{\partial.ТПi},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{в.ТПi},$ кВт	k_o	$P_{p.\partial.i},$ кВт	$P_{p.в.i},$ кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{в}$	$S_{p.\partial.i},$ кВА	$S_{p.в.i},$ кВА
ТП5-5	250	180	1,0	250,0	180,0	0,7	0,75	357,1	240,0
5 - 3	400	320	0,9	360,0	288,0	0,7	0,75	514,3	384,0
ТП3-4	170	110	1,0	170,0	110,0	0,7	0,75	242,9	146,7
4 - 3	400	310	0,9	360,0	279,0	0,7	0,75	514,3	372,0
3 - 2	800	630	0,82	656,0	516,6	0,7	0,75	937,1	688,8
2 - 1	900	710	0,8	720,0	568,0	0,7	0,75	1028,6	757,3
ТП-1	200	180	1,0	200,0	180,0	0,7	0,75	285,7	240,0
1-РТП	1100	890	0,79	869,0	703,1	0,7	0,75	1241,4	937,5

Задача 3.2 (самостійно)

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.д.}$, $S_{p.в.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ для заданого варіанту лінії (таблиця 3.2). Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.ТПi}$ / $P_{в.ТПi}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.2). Характер навантаження споживчих ТП – змішане.

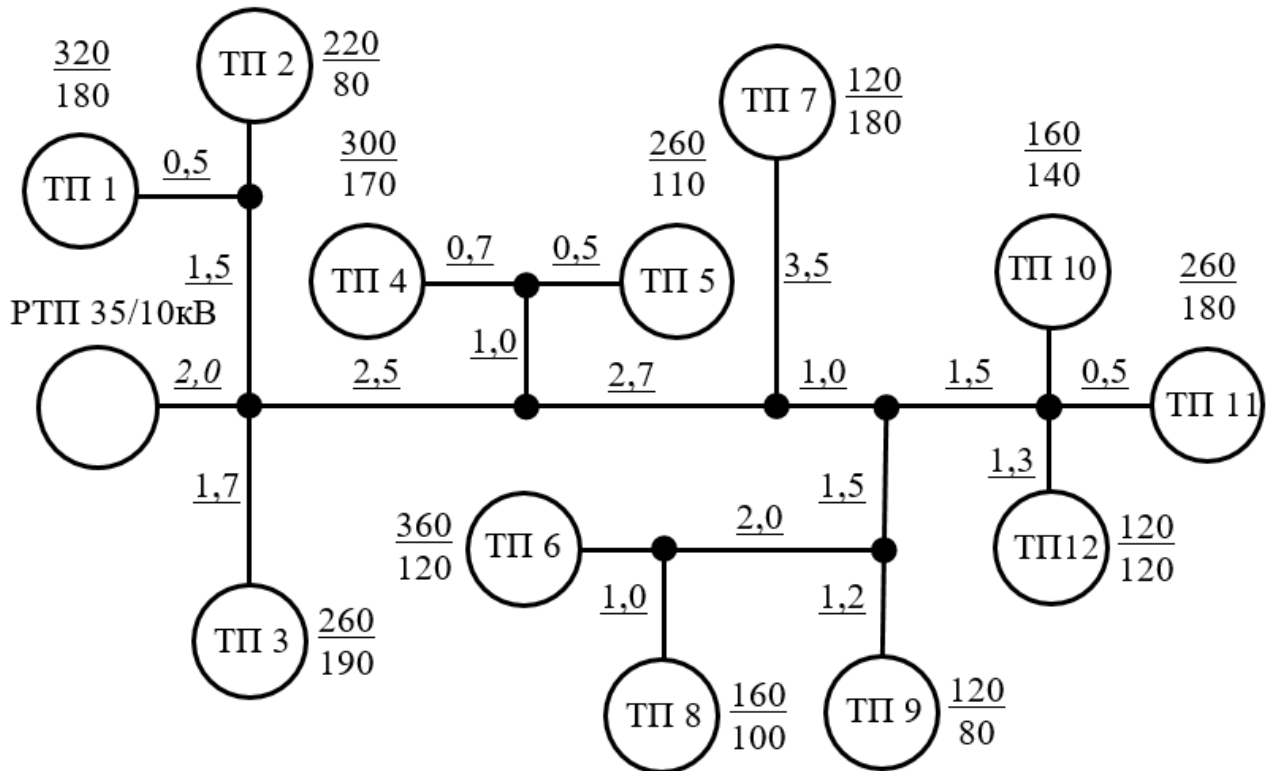


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.2 – Варіанти навантаження повітряної лінії 10 кВ

Варіант	Навантаження лінії							
1	1	3	4	5	7	10	11	12
2	4	5	6	7	8	9	10	12
3	1	2	6	7	8	9	11	12
4	1	2	3	5	7	8	9	12
5	2	3	4	6	8	9	10	11
6	4	5	6	7	8	10	11	12
7	1	3	4	5	7	8	10	12
8	3	4	5	6	8	9	11	12
9	3	4	5	6	7	8	9	12
10	2	3	4	5	7	9	10	11
11	–	1	2	3	4	7	9	10

Задача 3.3 (самостійно)

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.d.}$, $S_{p.в.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ для заданого варіанту лінії (таблиця 3.3). Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.ТПi}$ / $P_{в.ТПi}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.3). Характер навантаження споживчих ТП – комунально-побутове.

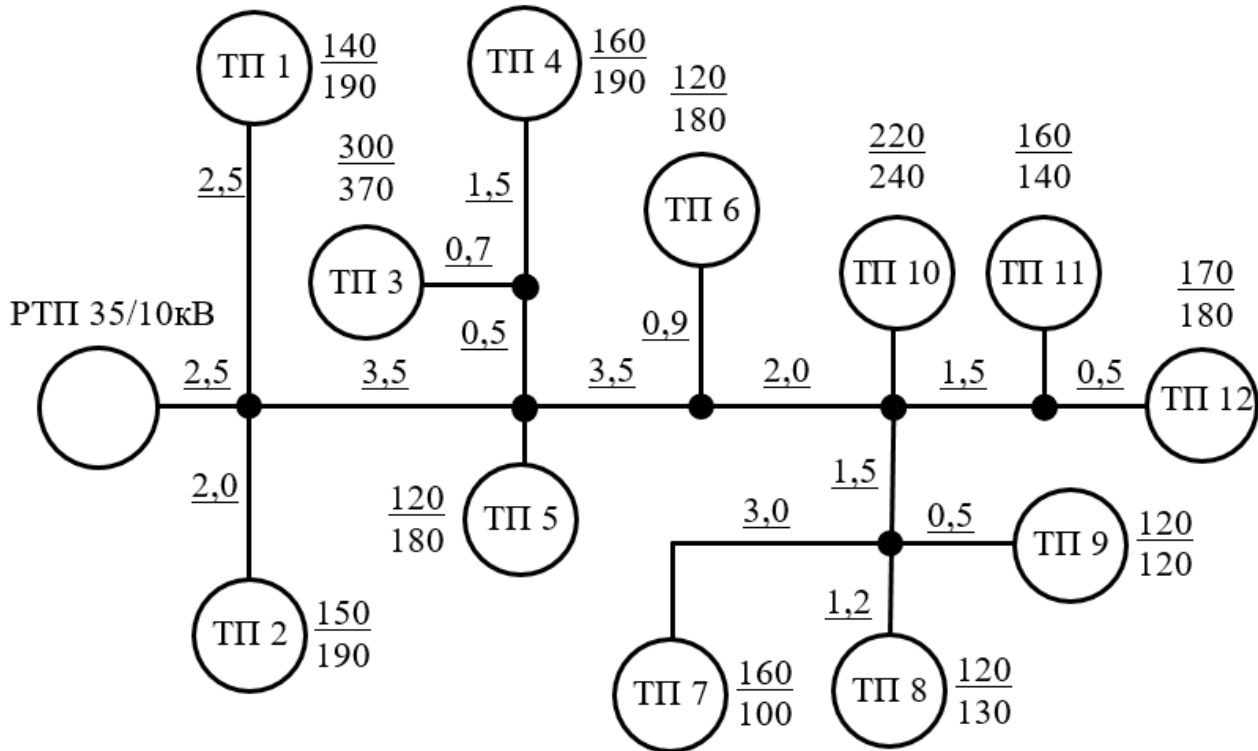


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 10 кВ

Варіант	Навантаження лінії							
1	1	2	4	5	7	10	11	12
2	3	4	6	7	8	9	10	12
3	2	3	6	7	8	9	11	12
4	1	2	3	5	7	8	9	12
5	2	3	4	6	8	9	10	11
6	1	4	6	7	8	10	11	12
7	1	3	4	5	7	8	10	12
8	2	4	5	6	9	10	11	12
9	3	4	5	6	7	8	9	12
10	2	3	5	6	7	9	10	11
11	—	1	3	4	5	6	8	12

ТЕМА 4

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета: навчитися розраховувати втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання – в лініях електропередачі та в силових трансформаторах

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Електричний струм, що проходить по обмотках силових трансформаторів, проводах повітряних ліній та струмоведучих жилах кабельних ліній викликає втрати потужності та енергії, що проявляється у їх нагріванні. Ці втрати повинні бути скомпенсовані генераторами електричних станцій, що збільшує їх навантаження та потребує додаткової витрати енергоносія.

При проектуванні мережі прагнуть зменшити втрати енергії в її елементах. Однак при незмінному коефіцієнті потужності цього можна досягти лише за рахунок збільшення перерізу проводів, що в свою чергу веде до збільшення витрат металу на спорудження мережі.

Згідно із законом Джоуля-Ленца, втрати потужності в провіднику ΔP , Вт, визначаються за виразом [3-8]:

$$\Delta P = I^2 \cdot r, \quad (4.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;

r – активний опір провідника, Ом.

Якщо струм, що протікає по провіднику (лінії, трансформатору), був би незмінним ($I = \text{const}$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в провіднику ΔW , Вт · год, при незмінному коефіцієнті потужності можна було б визначати за виразом [3-8]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (4.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності:

$$\Delta W = I^2 \cdot r \cdot 8760, \quad (4.3)$$

де $t = 365 \cdot 24 = 8760$ – кількість годин в календарному році, год.

Однак струм в мережі весь час змінюється впродовж доби та впродовж року. Також струм в мережі змінюється в залежності від зміни режиму роботи споживачів (завантаження). Тому для розрахунку втрат потужності (енергії) в мережі зі змінним навантаженням будують графік навантаження впродовж року – річний графік навантаження або річний графік навантаження за тривалістю.

Згідно із (4.1- 4.3), втрати потужності і енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає в ній. Тому далі на основі річного графіка навантаження за тривалістю будують річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії. Площа обмежена, цим графіком та осями координат, пропорційна втратам електричної енергії в мережі за рік.

В трифазній лінії з навантаженням в кінці втрати енергії ΔW , Вт · год, визначають за виразом [3-8]:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot \int_0^t i_{\text{л}}^2 dt, \quad (4.4)$$

або

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{max л}}^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

або

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{с.кв.}}^2 \cdot 8760, \quad (4.6)$$

де $r_{\text{л}}$ – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

$i_{\text{л}}$ – струм, що протікає в проводі лінії, А;

$I_{\text{max л}}$ – максимальне значення струму в лінії, А;

t – час, за який визначаються втрати, год;

$I_{\text{с.кв}}$ – середньоквадратичний струм, А;

τ – час максимальних втрат, год.

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано для визначення τ використовувати залежності $\tau = f(T), \tau = f(I, \cos \varphi)$, які наводяться в довідковій літературі [3; 4; 7].

Якщо у виразі (4.5) струм $I_{\max \text{ л}}$ замінити активною потужністю $P_{\max \text{ л}}$, Вт, напругою U , В, та коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$, тоді:

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{P_{\max \text{ л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_{\text{л}} \cdot \tau = \frac{P_{\max \text{ л}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (4.7)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;
 $P_{\max \text{ л}}$ – максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі $r_{\text{л}}$, Ом, визначається за виразом:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \quad (4.8)$$

де r_0 – питомий опір проводу [3; 4; 7], Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках $\Delta P_{\text{м}}$, Вт (втрати в міді, або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу $\Delta P_{\text{х}}$, Вт (втрати в сталі, або втрати холостого ходу), тобто:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{х}}. \quad (4.9)$$

Втрати потужності в сталі прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора:

$$\Delta P_{\text{м}} = 3r_{\text{тр}} \cdot I_{\text{тр}}^2, \quad (4.10)$$

або

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{м.н.}} \left(\frac{I_{\text{тр}}}{I_{\text{н.тр}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{м.н.}} \left(\frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2. \quad (4.11)$$

де $r_{\text{тр}}$ – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;
 $I_{\text{тр}}$ – струм навантаження трансформатора, А;

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

$S_{тр}$ – розрахункова потужність трансформатора, ВА;

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

$\Delta P_{м.н.}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт [3; 4; 7].

Сумарні втрати потужності в трансформаторі

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{тр}}{S_{н.тр}} \right)^2 + \Delta P_x, \quad (4.12)$$

де $\Delta P_x = \Delta P_{х.н.}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу), Вт [3; 4; 7].

Річні втрати електричної енергії в трансформаторі, також, як і втрати потужності, складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{тр} = 3r_{тр} \cdot I_{\max тр}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.13)$$

або

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{\max тр}}{S_{н.тр}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.14)$$

де τ – час максимальних втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

$I_{\max тр}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

$S_{\max тр}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{тр} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{\max тр}}{S_{н.тр.}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.15)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max mp} = S_{н. mp} \cdot \kappa_3, \quad (4.16)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max mp}}{S_{н. mp}}. \quad (4.17)$$

Сумарні втрати електричної енергії в системі електропостачання визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{\Sigma mp}, \quad (4.18)$$

де $\Delta W_{\Sigma ПЛ}$ – сумарні втрати електричної енергії в лініях електропередавання, Вт · год;

$\Delta W_{\Sigma mp}$ – сумарні втрати електричної енергії в силових трансформаторах, Вт · год.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Якими показниками характеризують економічність роботи системи електропостачання?
2. Які існують графіки навантаження і принцип їх побудови?
3. Що таке річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії, як він будується?
4. На які елементи системи електропостачання припадає більша частина втрат електричної енергії?
5. Від чого залежить рівень втрат електричної енергії в системі електропостачання?
6. Що таке час використання максимального навантаження?
7. Що називається часом втрат (часом максимальних втрат)?
8. Як визначаються втрати електричної енергії в повітряній лінії з навантаженням в кінці?
9. Як визначаються втрати електричної енергії в силових трансформаторах?
10. Що таке змінні і постійні втрати електричної енергії в силовому трансформаторі і від чого вони залежать?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 4.1

Визначити річні втрати електричної енергії у системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.1), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю $S_{н.тр} = 1,6$ МВА з коефіцієнтом завантаження $\kappa_z = 0,9$ та з трьох повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 4.1. Матеріал проводу ліній – алюміній.

Таблиця 4.1 – Розрахункові дані мережі

№ ПЛ	I , А;	l , км	F , мм ²	$\cos \varphi$	T , год
ПЛ 1	30	10	35	0,75	3000
ПЛ 2	40	8	50	0,85	3000
ПЛ 3	34	7	35	0,87	3000

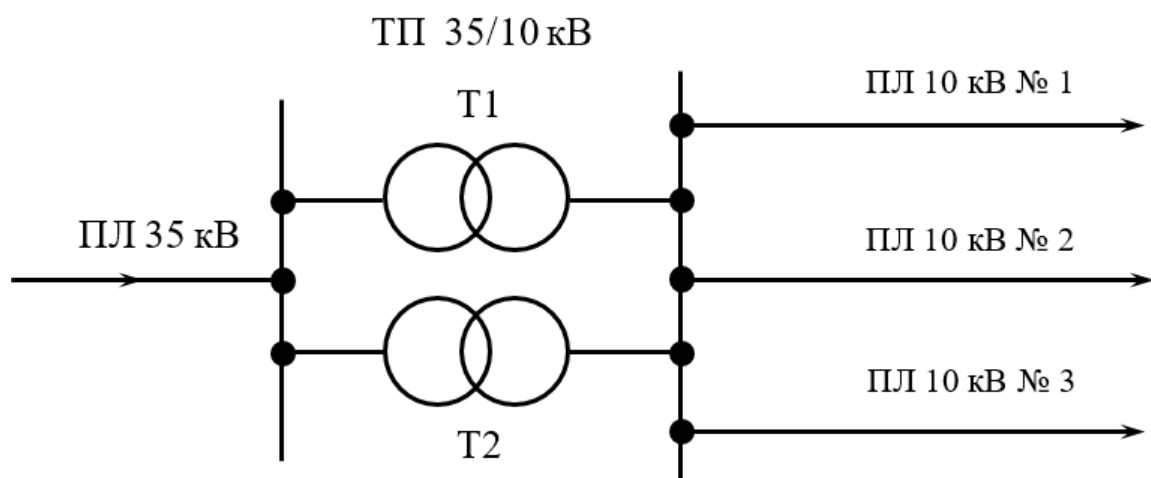


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

1. За літературними джерелами [3-5] для часу використання максимального навантаження T , год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.

Для $T = 3000$ год $\tau = 1500$ год (таблиця В.3).

2. За літературними джерелами [3, 4, 7] визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії: $r_{01} = 0,83$ Ом/км; $r_{02} = 0,58$ Ом/км; $r_{03} = 0,83$ Ом/км (таблиця Б.1).

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{max л}}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ1}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 10) \cdot 30^2 \cdot 1500 = 33615000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33615,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ2}} = 3 \cdot (0,58 \cdot 8) \cdot 40^2 \cdot 1500 = 33408000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33408,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ3}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 1500 = 30223620 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 30223,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергій в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\Sigma \text{ЛЛ}} = \sum \Delta W_{\text{ЛЛ} i}.$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ЛЛ}} = 33615 + 33408 + 30223,6 = 97246,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{мн}} \left(\frac{S_{\text{max тр}}}{S_{\text{н тр}}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760;$$

$$\Delta P_{\text{м.н.}} = 12,2 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{х}} = 2,5 \text{ кВт} [2, 3, 9] \text{ (таблиця В.1);}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{1}{2} \cdot 12,2 \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} \right)^2 \cdot 1500 + 2 \cdot 2,5 \cdot 8760 = 52035 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергії в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma \text{CE}} = \Delta W_{\Sigma \text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{тр}};$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{CE}} = 97246,6 + 52035,0 = 149281,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Задача 4.2 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.2), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 4.2. Матеріал проводу – алюміній.

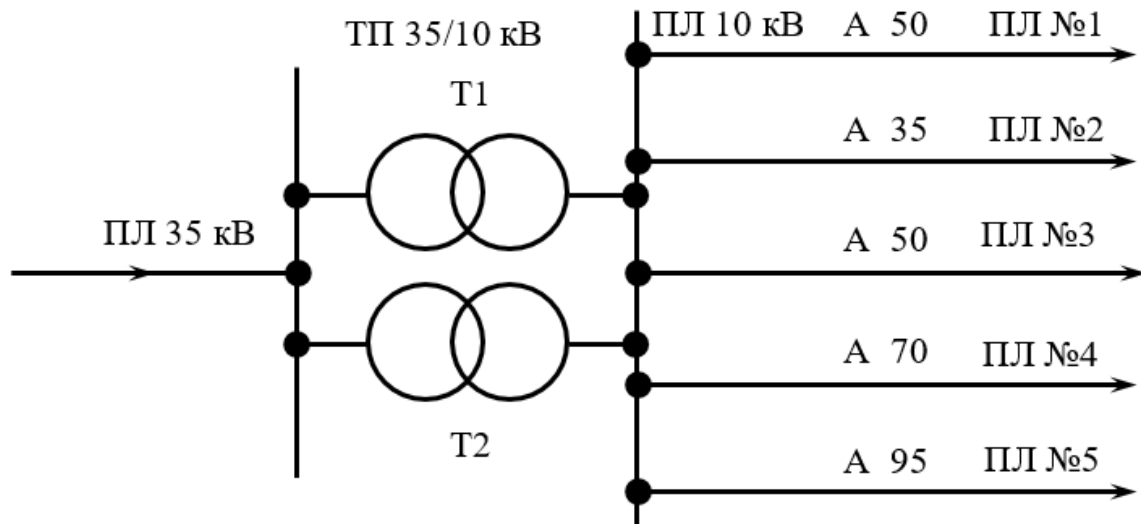


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.2 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансфор-	$S_{нтр}, \text{МВА}$	κ_3	№ лінії	Параметри лінії			№ лінії	Параметри лінії			$T, \text{год}$
					$P, \text{кВт};$	$L, \text{км}$	$\cos \varphi$		$I, \text{А};$	$L, \text{км}$	$\cos \varphi$	
1	2	2,5	0,95	1	450	5	0,98	4	50	5	0,90	2500
2	1	10,0	0,80	2	510	6	0,95	3	40	8	0,85	2000
3	2	4,0	0,90	3	560	7	0,90	5	58	6	0,82	3500
4	1	6,3	0,85	4	620	7	0,85	2	35	9	0,80	3000
5	2	1,6	0,70	5	770	6	0,82	2	45	10	0,78	4000
6	1	6,3	0,75	1	380	8	0,80	5	67	5	0,75	4500
7	2	1,0	0,90	2	430	9	0,78	5	55	6	0,71	5000
8	1	4,0	0,80	3	490	9	0,75	4	75	5	0,98	5200
9	2	2,5	0,70	4	600	5	0,71	5	80	3	0,90	3200
10	1	1,6	0,85	5	710	4	0,98	3	55	10	0,85	2800
11	2	1,0	0,95	1	250	2	0,90	5	60	12	0,75	2900

Задача 4.3 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.3), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 4.3. Матеріал проводу – сталь-алюміній.

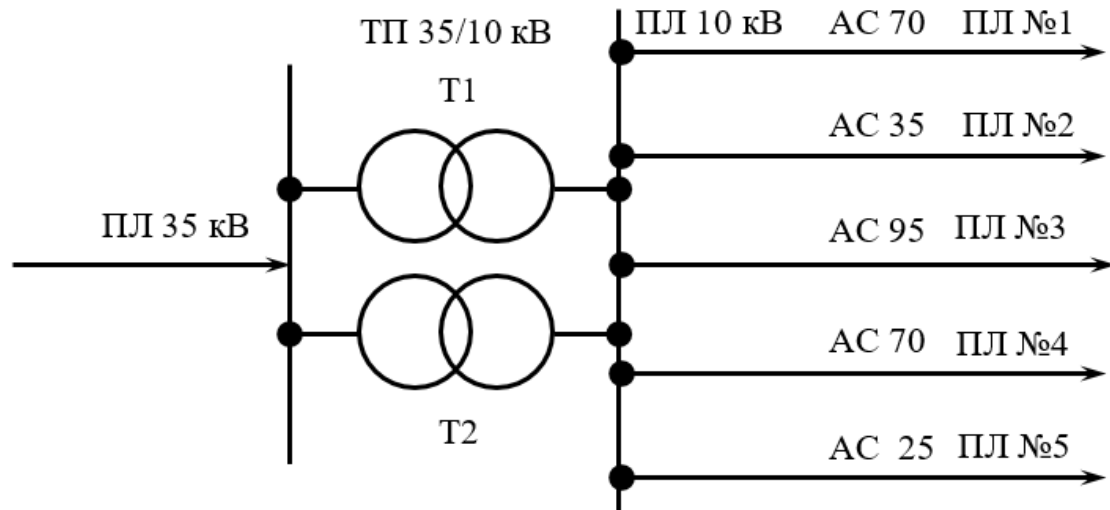


Рисунок 4.3 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.3 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-в	$S_{нтр}, \text{MVA}$	κ_z	№ лінії	Параметри лінії			№ лінії	Параметри лінії			$T, \text{год}$
					$P, \text{кВт};$	$L, \text{км}$	$\cos \varphi$		$I, \text{А};$	$L, \text{км}$	$\cos \varphi$	
1	1	4,0	0,85	1	350	5,0	0,98	2	40	5,0	0,90	2400
2	2	6,3	0,70	2	410	6,0	0,95	3	30	8,0	0,85	1900
3	1	1,6	0,80	1	460	7,0	0,90	4	48	6,0	0,82	3100
4	2	6,3	0,75	3	520	7,0	0,85	5	25	9,0	0,80	2900
5	1	1,0	0,60	1	670	6,0	0,82	5	35	10,0	0,78	3400
6	2	4,0	0,65	2	280	8,0	0,80	4	57	5,0	0,75	3900
7	1	2,5	0,80	3	330	9,0	0,78	4	45	6,0	0,71	4300
8	2	1,6	0,90	4	390	9,0	0,75	5	35	5,0	0,98	4100
9	1	2,5	0,60	2	500	5,0	0,71	5	50	3,0	0,90	2200
10	2	1,0	0,75	2	610	4,0	0,98	3	35	10,0	0,85	1800
11	1	10,0	0,55	1	640	3,0	0,80	3	25	11,0	0,65	1600

ТЕМА 5

ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ МЕТОДОМ ЕКОНОМІЧНИХ ІНТЕРВАЛІВ

Мета: навчитися вибирати переріз проводів повітряних ліній електропередачі напругою 0,38...10 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом приведених витрат).

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Сільські електричні мережі напругою 0,38...10 кВ рекомендується розраховувати за економічним інтервалом потужності (за мінімумом приведених витрат). Економічний інтервал потужності для даного перерізу проводу забезпечує мінімум приведених витрат. Вибір перерізу проводів проводиться за таблицями з урахуванням еквівалентної потужності, матеріалу опор та кліматичних умов (для ПЛ 0,38 кВ матеріал опор не враховується) [7].

Вибір перерізу проводу за економічним інтервалом проводиться в наступній послідовності [3-5; 7]:

1. Для кожної ділянки повітряної лінії, одним з відомих методів, визначається повна розрахункова потужність S_p , кВА (заняття 1 та 2).

2. Визначається розрахунковий максимум навантаження лінії. За розрахунковий приймаємо максимум (денний або вечірній) для якого сумарний момент навантаження лінії буде більшим. Момент навантаження лінії M_n , кВА·м, визначається за формулою:

$$M_{n.d.} = \sum S_{p.di} \cdot l_i; \quad M_{n.v.} = \sum S_{p.vi} \cdot l_i. \quad (5.1)$$

де $S_{p.di}$, $S_{p.vi}$ – відповідно денна та вечірня розрахункова потужність i -ї ділянки лінії, кВА;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, м.

3. Вибирається значення коефіцієнту динаміки зростання навантаження K_d .

Для мереж, що зводяться вперше, $\kappa_{\partial} = 0,7$. Для мереж, що реконструюються, при очікуваному збільшенні навантаження в 1,5 рази – $\kappa_{\partial} = 0,8$, а при очікуваному збільшенні навантаження в 1,5...2 рази – $\kappa_{\partial} = 0,7$.

4. Визначається еквівалентна потужність на кожній ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p. \quad (5.2)$$

5. За таблицями [3; 4; 7] (додаток В) за $S_{екв}$, матеріалом опор та за товщиною стінки ожеледі вибирається «основний» переріз проводів на ділянках лінії.

6. Вибраний «основний» переріз перевіряють на допустиму втрату напруги при умові, що по проводу передається розрахункова повна потужність. Фактична втрата напруги в проводі на ділянці лінії:

$$\Delta U_{факт} = \frac{S_p \cdot l}{U_H} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{дон}, \quad (5.3)$$

або

$$\Delta U_{факт} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{дон}, \quad (5.4)$$

де β – питома втрата напруги в одиниці довжини проводу даного перерізу при протіканні по ньому одиниці потужності, % / (кВА·км) [3; 4; 7] (додаток Е).

7. Якщо фактична втрата напруги в лінії $\Delta U_{факт}$ перевищує задане допустиме значення $\Delta U_{дон}$, то слід на деяких ділянках лінії, починаючи з головної, збільшити переріз проводів, вибравши «додатковий» переріз. Число марок (перерізів) проводів в мережі не повинно перевищувати чотирьох. Розрахунок закінчується перевіркою електричної мережі на допустиму втрату напруги при вибраному перерізі проводів.

Згідно із ПУЕ, на ділянках ЛЕП напругою 0,38 кВ, за умовами механічної міцності, необхідно застосовувати багатодротові неізольовані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А25, АС25 для 1...3 району за ожеледдю; А35, АС25 – для 4...6 району. На ділянках ЛЕП напругою 10 кВ необхідно застосовувати неізольовані проводи із

наступним мінімально допустимим перерізом: А50, АС35 для 1 та 2 району за ожеледдю; А50, АС50 – для 3 та 4 району; А70, АС70 – для 5 та 6 району [2].

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке економічний інтервал?
2. Що таке еквівалентна потужність?
3. Що таке коефіцієнт динаміки зростання навантаження і які значення він може мати?
4. Як визначається еквівалентна потужність на ділянці лінії?
5. За яким параметром визначається «основний» переріз проводів в лініях напругою 0,38 ... 10 кВ?
6. Які параметри (умови) впливають на вибір перерізу проводів?
7. Як враховується навантаження від ожеледі під час вибору марки та перерізу проводів?
8. За яким параметром перевіряється вибраний переріз проводу?
9. Як підібрати «додатковий» переріз проводів?
10. Як визначається фактична втрата напруги на ділянці лінії?
11. Алгоритм вибору перерізу проводу методом економічних інтервалів.

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 5.1

Район за ожеледдю – I, $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження споживачів ($P_{\text{д}}/P_{\text{в}}$, кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\text{д}}/\cos \varphi_{\text{в}}$) та довжини ділянок лінії (l , м) (заняття 1, задача 1.1) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 5.1). Вибрати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).

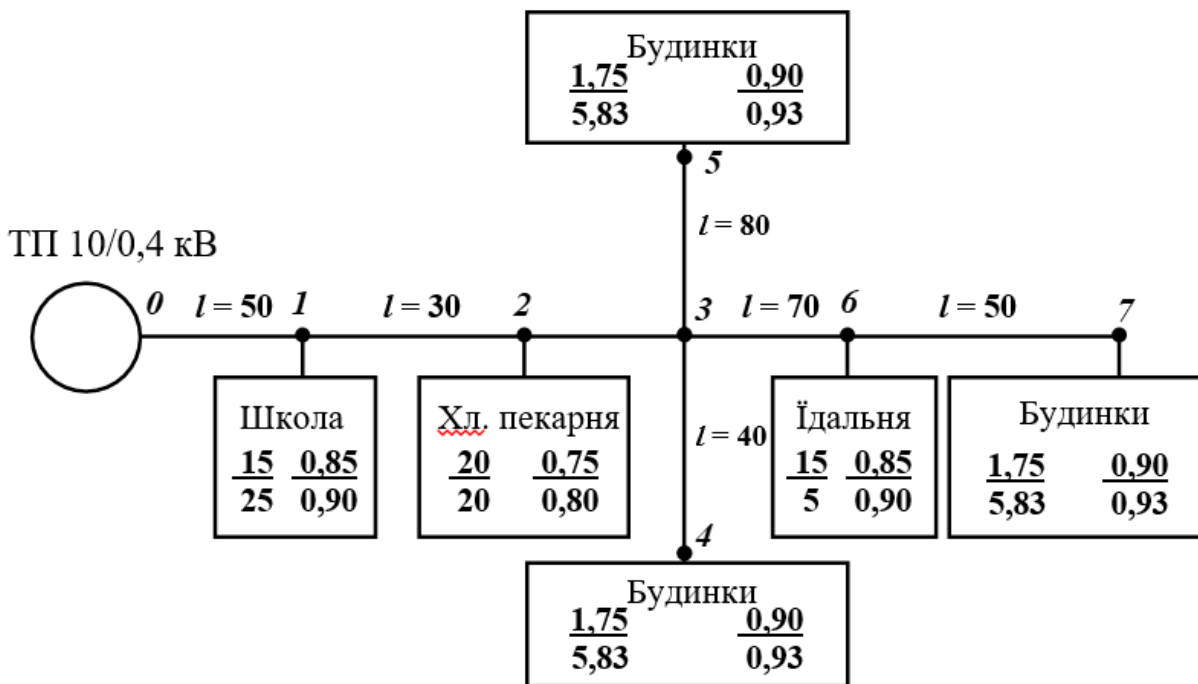


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

1. Із заняття 1 (таблиця 1.1) беремо повне розрахункове навантаження окремих ділянок повітряної лінії ($S_{p.д.}, S_{p.в.}$).

7. Визначаємо розрахунковий максимум навантаження. Для цього визначаємо денний та вечірній моменти навантаження лінії (таблиця 5.1):

$$M_{н.д.} = \sum S_{p.дi} \cdot l_i; \quad M_{н.в.} = \sum S_{p.вi} \cdot l_i.$$

Таблиця 5.1 – Визначення розрахункового максимуму навантаження

Ділянка	$S_{p.d.},$ кВА	$S_{p.в.},$ кВА	$l,$ м	$M_{нд},$ кВА·м	$M_{нв},$ кВА·м	Примітки
7-6	1,94	6,27	50	97,0	313,5	За розрахункове приймаємо вечірнє навантаження лінії (5668,3 > 5637,3)
6-3	18,70	9,60	70	1309,0	672,0	
5-3	1,94	6,27	80	155,2	501,6	
4-3	1,94	6,27	40	77,6	250,8	
3-2	20,86	17,20	20	417,2	344,0	
2-1	38,17	34,53	30	1145,1	1035,9	
1-0	48,73	51,01	50	2436,5	2550,5	
Разом:				5637,6	5668,3	

За розрахунковий приймаємо вечірній максимум навантаження лінії.

2. Коефіцієнт динаміки зростання навантаження $\kappa_d = 0,7$ [3-9].

3. Еквівалентна потужність на ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_d \cdot S_p.$$

$$S_{екв\ 7-6} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 6-3} = 0,7 \cdot 9,60 = 6,79 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 5-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 4-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 3-2} = 0,7 \cdot 17,20 = 12,04 \text{ кВА}; \quad S_{екв\ 2-1} = 0,7 \cdot 34,53 = 24,17$$

кВА.

$$S_{екв\ 1-0} = 0,7 \cdot 51,01 = 35,71 \text{ кВА}.$$

4. За еквівалентною потужністю для І-го району за ожеледдю ($b = 12$ мм [3-4; 7]) вибираємо «основний» переріз проводів на ділянках лінії (таблиця В.6).

Для ділянок 7-6, 6-3, 5-3 та 3-2 вибираємо алюмінієвий провід марки А 25; для ділянки 3-2 – А25; для ділянки 2-1 – А35; для ділянки 1-0 – А50 [3; 4; 7] (таблиця В.6).

5. Фактична втрата напруги в проводі на ділянках повітряної лінії:

$$\Delta U_{факт} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{доп}. \quad (\beta \text{ із таблиці В.7}).$$

$$\Delta U_{факт\ 7-6} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 50 = 0,28\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 6-3} = 0,00088 \cdot 9,59 \cdot 70 = 0,59\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 5-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 80 = 0,44\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 4-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 40 = 0,22\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 3-2} = 0,00088 \cdot 17,21 \cdot 20 = 0,3\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 2-1} = 0,00067 \cdot 34,53 \cdot 30 = 0,69\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 1-0} = 0,00049 \cdot 51,01 \cdot 50 = 1,25\%.$$

Результати вибору перерізу проводів для ділянок лінії наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_d	$S_{екв},$ кВА	$l,$ м	$F_{осн},$ мм ²	Втрата напруги			$F_{кінц},$ мм ²
						Питома (β), % / кВА м	на ділянці, %	від ТП, %	
7-6	6,27	0,7	4,39	50	A25	0,00088	0,28	3,11	A25
6-3	9,60	0,7	6,71	70	A25	0,00088	0,59	2,83	A25
5-3	6,27	0,7	4,39	80	A25	0,00088	0,44	2,68	A25
4-3	6,27	0,7	4,39	40	A25	0,00088	0,22	2,46	A25
3-2	17,20	0,7	12,04	70	A25	0,00088	0,3	2,24	A25
2-1	34,53	0,7	24,17	50	A35	0,00067	0,69	1,94	A35
1-0	51,01	0,7	35,71	50	A50	0,00049	1,25	1,25	A50

6. Втрата напруги від ТП до споживача.

До найбільш віддаленого споживача в точці 7 (будинки):

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 1,25 + 0,69 + 0,30 + 0,59 + 0,28 = 3,11\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 3,11\% < \Delta U_{\text{дон}} = 5\%.$$

Умова виконується. До встановлення приймаємо провід вибраного перерізу.

Задача 5.2 (самостійно)

Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_e$) та довжини ділянок (l , м) повітряної лінії 0,38 кВ наведені на схемі (рисунк 5.2). Район за ожеледдю та допустима втрата напруги в лінії вказані в таблиці 5.3. Розрахувати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат) для заданого варіанту лінії (таблиця 5.3).

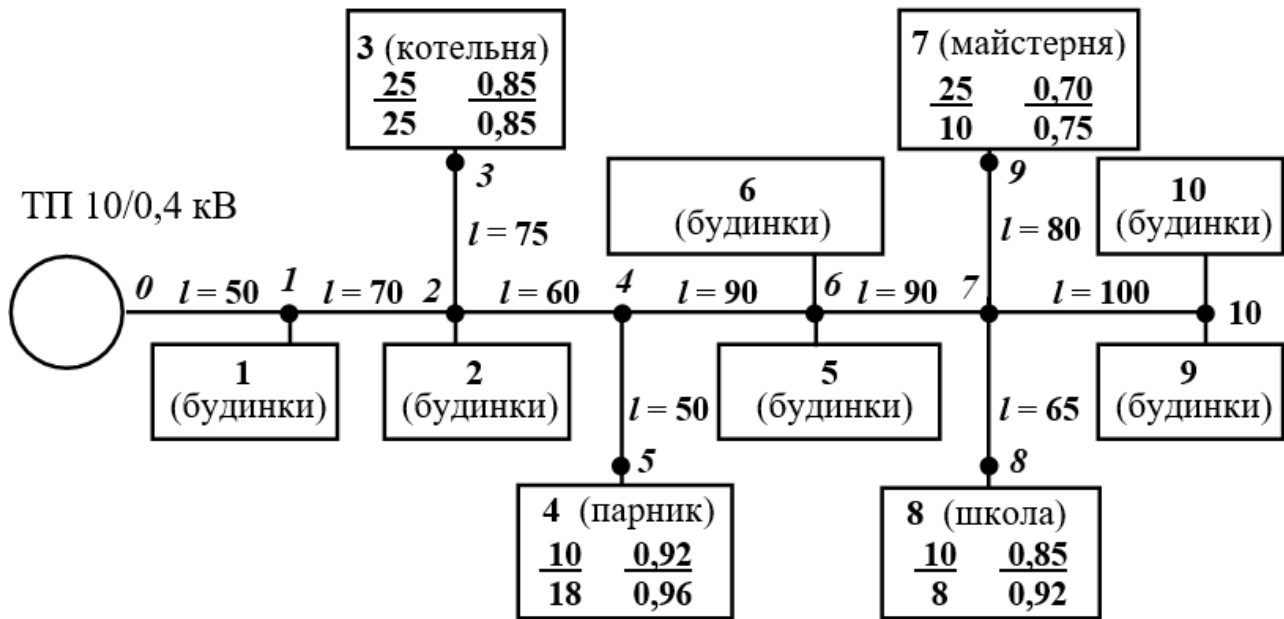


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 5.3 – Варіанти повітряних лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження						$\Delta U_{\text{дон}}, \%$	Район за ожеледдю
1	2	3	5	7	8	10	5	I
2	1	2	3	4	5	8	6	II
3	2	3	4	6	7	9	7	III
4	1	2	3	4	5	6	8	IV
5	1	4	5	6	7	10	5	I
6	2	5	6	7	8	9	6	II
7	1	3	5	6	9	10	7	III
8	2	4	5	6	7	8	8	IV
9	3	4	5	7	8	9	5	I
10	4	5	6	8	9	10	6	II
11	1	3	4	5	6	8	4	II

Задача 5.3 (самостійно)

Повітряна лінія 10 кВ живить споживчі ТП із змішаним навантаженням. Навантаження (P_{ϕ}/P_{ϕ} , кВт) споживчих ТП та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на схемі (рисунок 5.3). Район за ожеледдю та допустима втрата напруги в лінії вказані в таблиці 5.4. Матеріал опор – залізобетон. Розрахувати переріз проводів повітряної лінії 10 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат) для заданого варіанту лінії (таблиця 5.4).

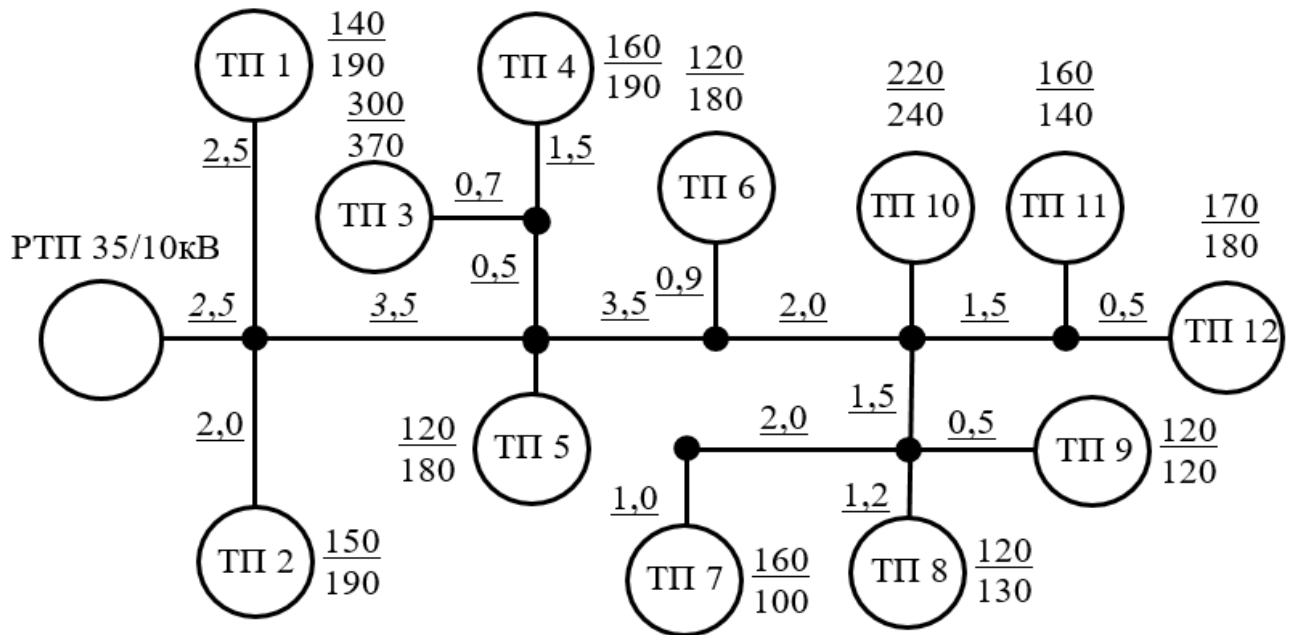


Рисунок 5.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 5.4 – Варіанти повітряних лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження								$\Delta U_{\text{дон}}, \%$	Район за ожеледдю
1	1	2	4	5	7	10	11	12	3	II
2	3	4	6	7	8	9	10	12	4	III
3	2	3	6	7	8	9	11	12	5	IV
4	1	2	3	5	7	8	9	12	6	I
5	2	3	4	6	8	9	10	11	3	II
6	1	4	6	7	8	10	11	12	4	III
7	1	3	4	5	7	8	10	12	5	IV
8	2	4	5	6	9	10	11	12	6	I
9	3	4	5	6	7	8	9	12	3	II
10	2	3	5	6	7	9	10	11	4	III
11	–	1	3	4	5	6	8	12	5	IV

ТЕМА 6

ВИБІР ПЛАВКИХ ЗАПОБІЖНИКІВ, АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ ТА ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

Мета: навчитися вибирати переріз проводів за умовами нагрівання та вибирати апарати для захисту мереж від перенавантаження та короткого замикання.

І ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

При протіканні по проводу електричного струму він нагрівається до температури, при якій кількість теплоти, яку одержує провід, дорівнює кількості теплоти, яка віддається його поверхнею у навколишнє середовище. Температура проводу не повинна перевищувати наступні значення [2-4; 7]:

70 °С – для неізольованих проводів;

55 °С – для проводів із звичайною гумовою ізоляцією;

65 °С – для проводів із гумовою теплостійкою ізоляцією;

70 °С – для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією.

Для кабелів із паперовою ізоляцією в металевій оболонці:

80 °С – при напрузі 3 кВ; 65 °С – при 6 кВ; 60 °С – при 10 кВ;

50 °С – при 20 та 35 кВ.

При розрахунках та виборі перерізу проводів за допустимим нагріванням необхідно визначити струм, який можна пропустити через провід при заданих умовах, так щоб його температура не перевищила допустиму.

При короткому замиканні (к.з.), або при перевантаженнях, коли струм в проводі перевищує номінальні (розрахункові) значення, проводка повинна автоматично відключатися, інакше може загорітися ізоляція, або інші предмети, що розташовані біля проводів.

Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень струму застосовують апарати захисту – плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та ін. Якщо проводка захищена запобіжниками або автоматами, то розрахунок електричної мережі починають з вибору апаратів захисту.

Вибір плавких запобіжників та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням.

Плавкі запобіжники вибирають за наступними [3-9]:

1. Тип запобіжника.
2. За номінальною напругою запобіжника:

$$U_{н.зап} \geq U_{н.мер}. \quad (6.1)$$

де $U_{н.мер}$ – номінальна напруга мережі, В.

3. За номінальним струмом плавкої вставки запобіжника.

Плавка вставка запобіжника для захисту окремого струмоприймача вибирається за більшим значенням із двох умов:

– умова 1:

$$I_{\phi} \geq I_p, \quad (6.2)$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, А;

Для електродвигуна:

$$I_p = \kappa_z \cdot I_{н.дв} = \kappa_z \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n}, \quad (6.3)$$

де κ_z – коефіцієнт завантаження двигуна;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності при номінальному завантаженні двигуна;

η_n – к.к.д. електродвигуна при номінальному завантаженні.

Для освітлювального навантаження:

$$I_p = \frac{P_l}{\sqrt{3} U_n}, \quad (6.4)$$

де P_l – освітлювальне навантаження лінії, кВт.

– умова 2:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}, \quad (6.5)$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм лінії, обумовлений запуском електродвигуна, А;

α – коефіцієнт, що враховує умови пуску електродвигуна; $\alpha = 2,5$ при легкому пуску ($t = 5 \dots 10$ с), $\alpha = 1,6 \dots 2,0$ при тяжкому пуску електродвигуна (до 40с) [3 с.88; 4 с.88; 5 с.30; 6 с.30; 8 с.34].

Для лінії, що живить один електродвигун:

$$I_{\max} = I_{\text{пуск}} = \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}, \quad (6.6)$$

де κ_i – кратність пускового струму електродвигуна.

Для мережі, яка живить групу струмоприймачів без електродвигунів умова 1 (6.2) записується так:

$$I_{\epsilon} \geq k_0 \cdot \sum I_{pi}, \quad (6.7)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності;

I_{pi} – розрахунковий (робочий) струм i -го споживача, А.

Для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни:

$$I_{\max} = k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск1}}, \quad (6.8)$$

де $I_{\text{пуск1}}$ – пусковий струм одного електродвигуна, під час пуску якого максимальний струм в лінії буде найбільшим, А;

$\sum I_{p(n-1)}$ – сума тривалих робочих струмів інших споживачів, без врахування електродвигуна із найбільшим пусковим струмом, А.

Тоді умова 2 (6.5) для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни, буде мати наступний вигляд:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{нук1}}{\alpha}. \quad (6.9)$$

Умова селективності: необхідно, щоб номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника (в напрямку до джерела живлення) був на один-два ступеня більшим від номінального струму плавкої вставки попереднього запобіжника.

Після того, як визначили номінальний струм плавкої вставки вибирають відповідний йому переріз проводу.

Вибір перерізу проводу залежить від того, чи буде він захищатися плавкою вставкою лише від короткого замикання, чи й від перевантаження також. **Від короткого замикання необхідно захищати всі мережі.**

Від перевантаження необхідно захищати [3-8]:

- всі мережі у вибухонебезпечних приміщеннях;
- освітлювальні мережі в житлових та суспільних приміщеннях, в торговельних та службово-побутових приміщеннях виробничих підприємств та у пожежонебезпечних зонах;
- мережі будь-якого призначення, виконані проводами із горючою ізоляцією, які прокладені відкрито;
- силові мережі промислових підприємств, житлових, громадських і торговельних приміщень, в яких за умовами технологічного процесу або режиму роботи можуть виникнути тривалі перевантаження.

Якщо мережу необхідно захистити від короткого замикання та перевантаження, то допустимий струм проводів з полівінілхлоридною, гумовою або аналогічною ізоляцією визначається так:

$$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{\epsilon}, \quad (6.10)$$

де $I_{дон}$ – тривало допустимий струм проводу, А;

для кабелів з паперовою ізоляцією допускається:

$$I_{дон} \geq I_{\epsilon}. \quad (6.11)$$

Якщо проводку необхідно захищати лише від струмів к.з., тоді:

$$I_{дон} \geq 0,33 \cdot I_{\epsilon}. \quad (6.12)$$

За значенням допустимого розрахункового струму та за способом прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначають значення допустимого табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю [2-8]. Допустимі струми проводів і кабелів наведені для температури повітря +25⁰С та температури землі +15⁰С.

Вибраний провід перевіряють на тривалий робочий струм мережі:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп. табл}} k_t \geq I_p, \quad (6.13)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт (вибирається із врахуванням умовної та розрахункової температури середовища та нормативної температури проводу) [2-4; 7].

Переріз нульового робочого проводу повинен становити не менше 50% від перерізу фазного проводу; при необхідності він може бути збільшеним до 100% в порівнянні із фазним проводом [2].

Вибір перерізу проводів та кабелів, які захищаються автоматичними вимикачами, за допустимим нагріванням.

Автоматичний вимикач вибирають за наступними параметрами [3-8]:

1. Тип автомата.
2. За номінальною напругою автомата:

$$U_{\text{н.авт}} \geq U_{\text{н.мер}}. \quad (6.14)$$

3. За номінальним струмом автомата:

$$I_{\text{н.авт}} \geq I_p. \quad (6.15)$$

4. За номінальним струмом теплового розчіплювача автомата:

$$I_{\text{н т.р.}} \geq 1,25 I_p. \quad (6.16)$$

5. За струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача (струмом відсічки):

$$I_{\text{с.ем.р.}} \geq 1,25 I_{\text{max}}. \quad (6.17)$$

I_{max} , А, визначається за формулами (6.6) або (6.8).

$$I_{c.e.m.p.} = k_{відс} \cdot I_{н.т.р.} \quad (6.18)$$

де $k_{відс}$ – кратність відсічки (паспортна характеристика).

При виборі проводів, що захищаються автоматичними вимикачами від короткого замикання та від перевантажень згідно із ПУЕ [2] необхідно, щоб виконувалися наступні умови:

1) при захисті автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач, тривало допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією визначають за умовою:

$$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{y.a.}, \quad (6.19)$$

де $I_{y.a.}$ – струм уставки автоматичного вимикача, А.

2) при захисті автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач і працюють у вибухобезпечних виробничих приміщеннях, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією допускається визначати за умовою:

$$I_{дон} \geq I_{y.a} \quad (6.20)$$

Умову (6.20) необхідно також виконувати у наступних випадках:

- для кабелів з паперовою ізоляцією, які захищаються автоматами лише із електромагнітним розчіплювачем;
- для провідників усіх марок та вимикачів з нерегульованими тепловими розчіплювачами, з відсічкою або без неї;
- для проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією з вимикачами, які мають регульований тепловий розчіплювач.

3) для кабелів із паперовою ізоляцією та ізоляцією із вулканізованого поліетилену, які захищаються вимикачами із регульованим тепловим розчіплювачем допустимий струм визначають за умовою:

$$I_{дон} \geq 0,8 I_{y.a.} \quad (6.21)$$

На відгалуженнях до електродвигунів з короткозамкненим ротором у вибухобезпечних зонах необхідно виконувати умову:

$$I_{дон} \geq I_{н.дв}, \quad (6.22)$$

а у вибухонебезпечних зонах:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{н.дв.}} \quad (6.23)$$

Якщо проводку необхідно захищати тільки від короткого замикання, то допустимий струм проводів визначають за наступними умовами:

- для автоматів з тепловим нерегульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.т.р.}}; \quad (6.24)$$

- для автоматів з тепловими регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,8 \cdot I_{\text{н.т.р.}}; \quad (6.25)$$

- для автоматів, які мають лише електромагнітний розчіплювач:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{с.е.м.р.}}, \quad (6.26)$$

Вибраний переріз проводів повинен задовольняти умови (6.13):

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \text{ або } I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t \geq I_p.$$

Для відгалужень до електродвигунів:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.дв.}}, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t \geq I_{\text{н.дв.}}.$$

Вибрані захисні апарати необхідно перевірити за умовами чутливості за наступними співвідношеннями:

- для плавких запобіжників та автоматів з тепловим розчіплювачем:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{в}}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{н.т.р.}}} \geq 3. \quad (6.27)$$

де $I_{\kappa}^{(1)}$ – струм однополюсного к.з. в кінці лінії, що захищається, А.

Для автоматів з електромагнітним розчіплювачем:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{с.е.м.р.}}} \geq 1,25 \dots 1,4, \quad (6.28)$$

1,25 – для $I_{\text{н.а.}} > 100 \text{ А};$

1,4 – для $I_{\text{н.а.}} \leq 100 \text{ А}.$

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Допустимі температури нагрівання проводів.
2. Допустимі температури нагрівання кабелів з паперовою ізоляцією.
3. Умови вибору плавких запобіжників для захисту одиночного струмоприймача.
4. Умови вибору плавких запобіжників для захисту групи струмоприймачів.
5. Умови вибору автоматичних вимикачів.
6. Як вибирається переріз проводу, що захищається плавкими запобіжниками, за допустимим нагріванням?
7. Як вибирається переріз проводу, що захищається автоматичними вимикачами, за допустимим нагріванням?
8. В яких випадках проводку захищають від перевантаження?
9. Як забезпечується селективність захисту?
10. За якими умовами перевіряється вибраний переріз проводів?
11. Умови перевірки чутливості плавких запобіжників.
12. Умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів.
13. Які поправочні коефіцієнти враховуються при розрахунку проводів за умовами нагрівання?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 6.1

В майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.1) прокладена кабелем з паперовою ізоляцією в каналі при $t_{01} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ в трубах. Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1...FU3 та FU4...FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ прийняти рівним 0,9. Параметри споживачів електроенергії наведені в таблиці 6.1.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

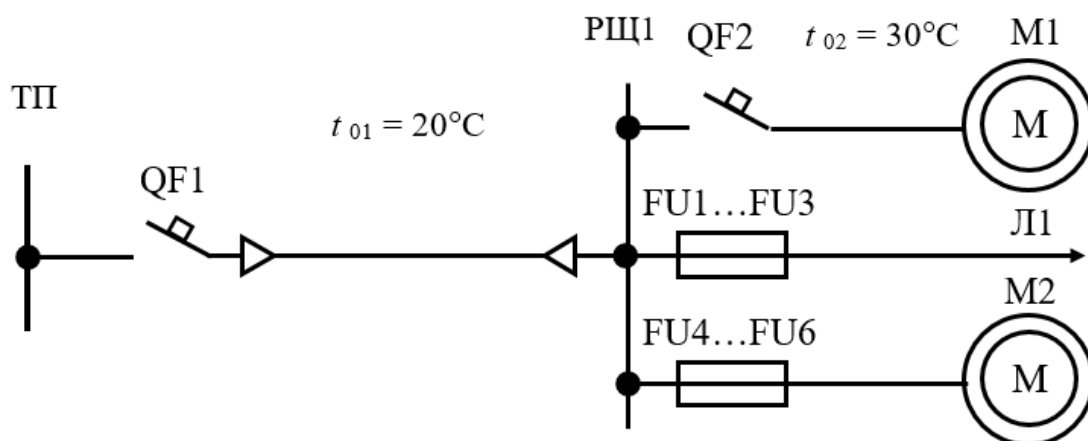


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.1 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
P_n , кВт	55,0	15,0	11,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	-
K_i	1,5	7,0	1,0
η_n	0,84	0,89	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,9	1,0
K_3	0,85	1,0	1,0

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Ділянка мережі РЩ1-М1:

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

1. Визначаємо номінальний струм електродвигуна М1:

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n}; \quad I_{н.дв} = \frac{55,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,84 \cdot 0,88} = 113,2 \text{ А.}$$

2. Робочий (розрахунковий) струм лінії:

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_{н.дв}; \quad I_p = 0,85 \cdot 113,2 = 96,2 \text{ А.}$$

3. Вибираємо тип автоматичного вимикача (таблиця Г.15): ВА51.

4. Номінальна напруга автомата:

$$U_{н.авт} \geq U_{н.мер}; \quad U_{н.авт} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380.$$

5. Номінальний струм автомата:

$$I_{н.авт} > I_p; \quad I_{н.авт} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2.$$

6. Номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{н.т.р.} \geq I_p; \quad I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2;$$

– умова 2:

$$I_{н.т.р.} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 80 > \frac{169,8}{2,5} = 67,9.$$

$$I_{\max} = \kappa_i \cdot I_n; \quad I_{\max} = 1,5 \cdot 113,2 = 169,8 \text{ А.}$$

Остаточно приймаємо $I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}$ (за умовою 1).

7. Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad I_{с.ем.р.} = \kappa_{відс} \cdot I_{н.т.р.};$$

$$I_{с.ем.р.} = 7 \cdot 100 = 700 \text{ А}; \quad 700 > (1,25 \cdot 169,8) = 212,3.$$

8. Допустимий струм для проводу АПВ (три одножильних провода прокладені в трубі) при захисті від короткого замикання та перевантаження:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{у.а}}; \quad I_{\text{дон}} \geq 100 \text{ А.}$$

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 130 \text{ А. (таблиця Г.2).}$$

9. Вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою:

$$I_{\text{дон.табл}} \cdot k_t \geq I_{\text{н.дв.}}.$$

Для проводу АПВ $t = 70^\circ \text{C}$. При температурі повітря $t_0 = 30^\circ \text{C}$, $k_t = 0,94$ [1- 5; 9]. Тоді:

$$0,94 \cdot 130 = 122,2 > 113,2 \text{ А.}$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-31-34. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×50, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі РЩІ-М2:

$$1. \quad I_{\text{н.дв}} = \frac{15,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,9} = 28,5 \text{ А.}$$

$$2. \quad I_p = 1,0 \cdot 28,5 = 28,5 \text{ А.}$$

3. Приймаємо запобіжник типу ПН2-100.

$$4. \quad U_{\text{н.зан}} = 380 \text{ В}; \quad 380 = 380.$$

$$5. \quad I_{\text{н.зан}} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 28,5.$$

$$6. \quad I_\epsilon \geq 28,5 \text{ А (умова 1);}$$

$$I_\epsilon \geq \frac{7 \cdot 28,5}{2,5} = 79,8 \text{ А (умова 2).}$$

Приймаємо $I_{\epsilon} = 80 \text{ А}$; $80 > 79,8$.

$$7. \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot I_{\epsilon}; \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А.}$$

$$F = 4 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 28,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 28,0 = 25,5 < I_{\text{н.дв}} = 28,5 \text{ А.}$$

Умова не виконується. Приймаємо провід більшого перерізу:

$$F = 6 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 32,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 32,0 = 30,1 > 28,5.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М2 приймаємо запобіжник ПН2-100, $I_{\epsilon} = 80 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×6, прокладеним в трубі.

Ділянка РЩІ-Л1:

$$1. \quad I_n = I_p = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,7 \text{ А.}$$

2. Вибираємо запобіжник типу НПН2-60 (таблиця Г.14).

$$3. \quad U_{\text{н.зан}} = 380 \text{ В}; \quad 380 = 380.$$

$$4. \quad I_{\text{н.зан}} = 63 \text{ А}; \quad 63 > 16,7.$$

$$5. \quad I_{\epsilon} = 20 \text{ А}; \quad 20 > 16,7.$$

$$6. \quad I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot I_{\epsilon}; \quad I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 20 = 25,0 \text{ А.}$$

$$F = 5 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 27 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 27,0 = 25,4 > 16,7 \text{ А.}$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-Л1 приймаємо запобіжник НПН2-60, $I_g = 20$ А.
Лінію виконуємо проводом АПВ 4×5, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі ТП-РЩ1:

1. $I_p = k_o \cdot \sum I_p$; $I_p = 0,9 \cdot (96,1 + 28,5 + 16,7) = 127,2$ А.
2. $I_{\max} = \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск}}$; $I_{\max} = (28,5 + 16,7) + 1,5 \cdot 113,2 = 215,0$ А.
3. Приймаємо автомат ВА51.
4. $U_{\text{н.авт}} = 660$ В; $660 > 380$.
5. $I_{\text{н.авт}} = 160$ А; $160 > 127,2$.
6. $I_{\text{н.т.р.}} = 125$ А; $160 > 127,2$ (умова 1).
- $I_{\text{н.т.р.}} = 100$ А; $100 > \frac{215,0}{2,5} = 86,0$ (умова 2).

Приймаємо $I_{\text{н.т.р.}} = 125$ А.

7. $I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot I_{\text{н.т.р.}}$; $I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot 160 = 1600$ А.
 $I_{\text{с.ем.р.}} \geq 1,25 \cdot I_{\max}$; $1600 > 1,25 \cdot 215,0 = 268,8$.
8. $I_{\text{дон}} \geq I_{\text{н.т.р.}}$; $I_{\text{дон}} \geq 160$ А.
 $F = 50 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дон.табл}} = 180$ А; $k_t = 1,04$.
 $1,04 \cdot 180 = 187,2 > 127,2$ А.

Умова виконується.

На ділянці ТП-РЩ1 приймаємо автоматичний вимикач ВА51-33-34.
Лінію виконуємо кабелем СБ 3×50 + 1×35, який прокладено в каналі.

Задача 6.2 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигун М1 працює без перевантаження, М2 – з перевантаженням. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.2) прокладена кабелем в каналі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом ПВ в трубах. Освітлювальне навантаження Л1 та Л2 захищене плавкими запобіжниками, інші споживачі – автоматами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.2. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

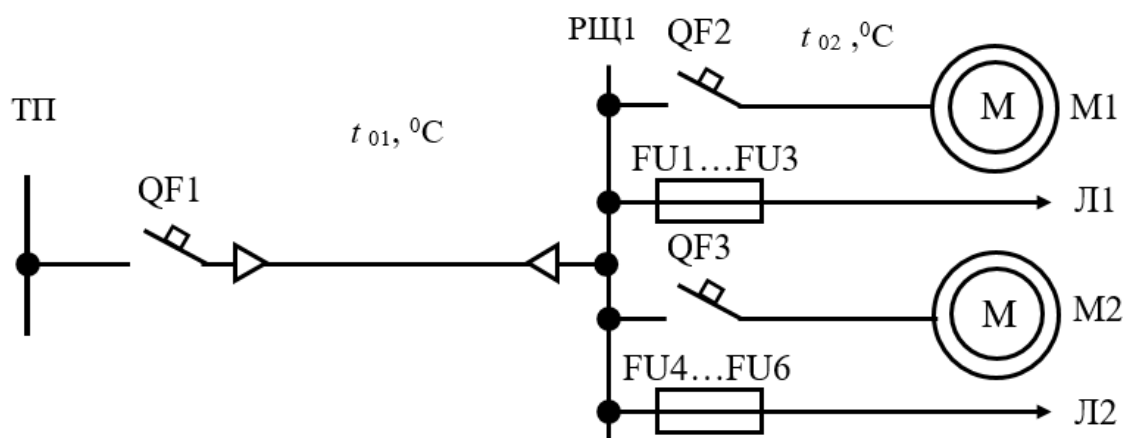


Рисунок 6.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.2 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Пилорама		Кормоцех		Млин		Пилорама		Млин		Майстерня	
P_n , кВт	7,5	5,5	22,0	8,0	11,0	11,0	18,5	11,0	30,0	2,0	11,0	22,0	4,0	6,0
κ_i	7,0	7,0	7,0	1,0	6,5	1,0	7,0	1,0	7,5	1,0	7,5	7,0	7,5	1,0
η_n	0,86	0,86	0,90	1,0	0,90	1,0	0,91	1,0	0,91	1,0	0,88	0,91	0,87	1,0
$\cos \varphi_n$	0,81	0,86	0,87	1,0	0,83	1,0	0,90	1,0	0,90	1,0	0,87	0,89	0,88	1,0
κ_3	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,7	1,0
k_0	0,85		0,9		0,95		0,95		0,85		0,9		0,95	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	15		20		10		15		20		10		20	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	20		25		15		25		30		20		25	

Задача 6.3 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигуни М1 та М2 працюють без перевантаження. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.3) прокладена кабелем в землі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом АПВ в трубах. Проводка мережі захищена автоматичними вимикачами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.3. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

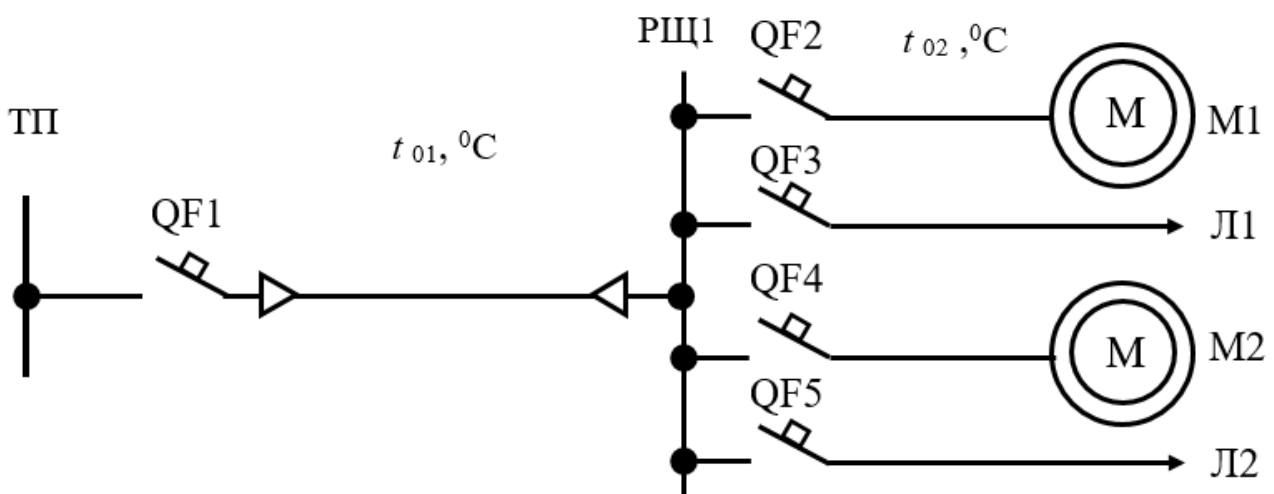


Рисунок 6.3 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.3 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Ферма ВРХ		Кормоцех		Млин		Насосна		Котельня		Свинарник	
$P_n, \text{кВт}$	3,0	2,2	5,5	4,0	30,0	8,0	22,0	7,0	15,0	1,0	4,0	3,0	7,5	4,0
κ_i	7,5	6,5	7,0	1,0	7,0	1,0	7,0	1,0	7,0	1,0	7,5	7,0	7,5	1,0
η_n	0,85	0,81	0,85	1,0	0,92	1,0	0,90	1,0	0,90	1,0	0,87	0,85	0,88	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,83	0,80	1,0	0,87	1,0	0,87	1,0	0,89	1,0	0,88	0,88	0,86	1,0
κ_3	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,6	1,0
k_0	0,8		0,85		0,9		0,95		0,85		0,85		0,9	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	10		15		20		5		15		20		10	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	25		30		35		40		20		25		30	

Задача 6.4 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигун М1 працює з перевантаженням, М2 – без перевантаження. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.4) прокладена кабелем в землі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом ПРН в каналах. Проводка мережі захищена автоматичними вимикачами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.4. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

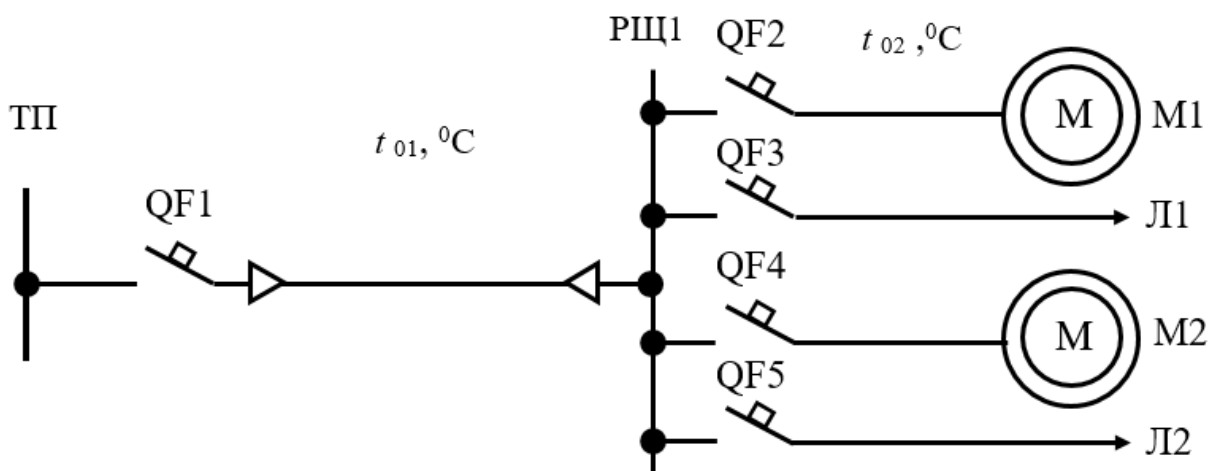


Рисунок 6.4 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.4 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Пилорама		Кормоцех		Млин		Пилорама		Млин		Майстерня	
P_n , кВт	11,0	7,5	15,0	6,0	18,5	9,0	30,0	10,0	37,0	7,0	22,0	30,0	18,5	5,0
κ_i	7,5	7,5	7,0	1,0	7,0	1,0	7,5	1,0	6,5	1,0	6,5	7,0	6,5	1,0
η_n	0,88	0,88	0,90	1,0	0,91	1,0	0,92	1,0	0,93	1,0	0,90	0,92	0,90	1,0
$\cos \varphi_n$	0,90	0,86	0,89	1,0	0,89	1,0	0,87	1,0	0,89	1,0	0,83	0,87	0,85	1,0
κ_z	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	1,0	0,6	1,0
k_0	0,8		0,85		0,9		0,95		0,85		0,85		0,9	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	10		15		20		5		15		20		10	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	25		30		35		40		20		25		30	

ТЕМА 7

ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

Мета: навчитися виконувати перевірку електричної мережі напругою 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужних електродвигунів.

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Пусковий струм електродвигунів з короткозамкненим ротором у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна в кілька разів більша від втрати напруги при його нормальній роботі, що приводить до різкого зниження напруги на клеммах електродвигунів і в мережі [1; 3-9].

Пуски електродвигунів здійснюють не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. Тому відхилення напруги при пуску електродвигунів допускають значно більші, ніж при нормальній роботі. Проте пусковий момент повинен бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент приводного механізму менший за $1/3 \cdot M_{\text{дв}}$ або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче 30 % від номінальної. На затискачах інших електродвигунів напруга не повинна знижуватись більш ніж як на 20 % від номінальної.

Коливання напруги в мережі перевіряють при пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (трансформатора) через повітряну лінію [3; 4; 7].

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \%, \quad (7.1)$$

де $\Delta U_{\text{дон}} \%$ – допустиме коливання (втрата) напруги, %;
 $\Delta U_{\text{факт}} \%$ – фактичне коливання (втрата) напруги, %.

Наближене значення фактичного коливання (втрати) напруги в процентах при пуску двигуна визначають за виразом:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{Z_{\text{м}}}{Z_{\text{м}} + Z_{\text{дв}}} \cdot 100 \% , \quad (7.2)$$

де $Z_{\text{м}}$ – повний опір електричної мережі, Ом;

$Z_{\text{дв}}$ – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

Причому

$$Z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}} , \quad (7.3)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

κ_i – кратність пускового струму електродвигуна (каталожні дані [10]);

$I_{\text{н.дв.}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані [10]), А.

При живленні від трансформатора повний опір мережі визначається:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{мп}} , \quad (7.4)$$

де $Z_{\text{л}}$ – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом;

$Z_{\text{мп}}$ – повний опір короткого замикання трансформатора, Ом.

Повний опір лінії від трансформатора до електродвигуна:

$$Z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2} , \quad (7.5)$$

де r_{oi}, x_{oi} – питомий активний та індуктивний опір проводів i -тої ділянки лінії [3; 4; 7], Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$Z_{\text{мп}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.мп}}} , \quad (7.6)$$

де $U_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора [3; 4; 7], %;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, кВ;

$S_{\text{н.мп}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Чому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна більша від втрати напруги при його нормальній роботі?
2. Чим обумовлені втрати напруги в мережі при роботі електричних двигунів?
3. Які існують умови пуску електродвигунів і від чого вони залежать?
4. Якими умовами характеризується «легкий» пуск приводного електродвигуна?
5. Якими умовами характеризується «важкий» пуск приводного електродвигуна?
6. В яких межах допускається зниження напруги на затискачах електродвигунів?
7. До чого може призвести значне зниження напруги в мережі під час пуску електродвигуна?
8. Від чого залежить втрата напруги в мережі електродвигуна?
9. Як визначається фактична втрата напруги під час пуску електродвигуна?
10. Які заходи застосовують для зменшення коливання напруги під час пуску електродвигунів?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 7.1

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором АИР132М4 потужністю 11 кВт і напругою 0,38 кВ встановлений в приміщенні майстерні (рисунок 7.1). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 25 кВА повітряною лінією довжиною 0,35 км, яку виконано проводом АС-25. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{\text{дон}} = 30\%$. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

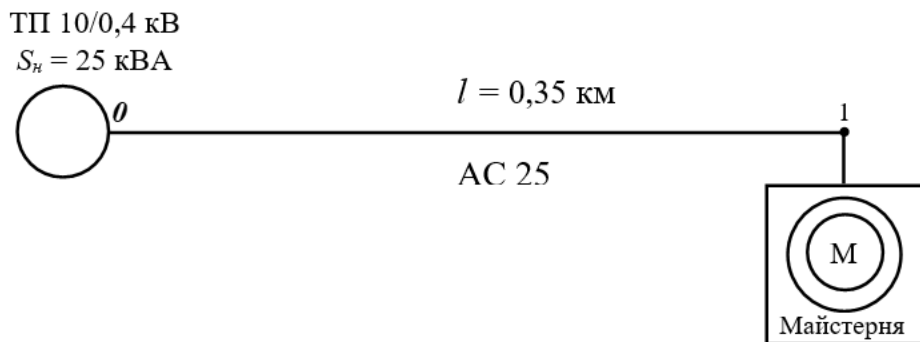


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведені в додатку Б.

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна:

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}}; \quad z_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 22} = 1,33 \text{ Ом.}$$

3. Повний опір лінії 0,38 кВ від трансформатора до двигуна:

$$z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}; \quad z_{\text{л}} = 0,35 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,41 \text{ Ом.}$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}}; \quad z_{\text{тр}} = \frac{4,7 \cdot 380^2}{100 \cdot 25000} = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. Повний опір мережі:

$$z_{\text{м}} = z_{\text{л}} + z_{\text{тр}}; \quad z_{\text{м}} = 0,41 + 0,27 = 0,68 \text{ Ом.}$$

6. Фактичне коливання (втрата) напруги в процентах при пуску асинхронного електродвигуна:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{Z_{\text{м}}}{Z_{\text{м}} + Z_{\text{д}}} \cdot 100 \% ,$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,68}{0,68 + 1,33} \cdot 100 \% = 34\%.$$

7. Перевірка.

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} .$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 34 > \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

Задана умова не виконується. Для зниження фактичного коливання напруги під час пуску двигуна необхідно збільшити переріз проводу ПЛ. Приймаємо провід марки АС-35 ($r_o = 0,773$ Ом/км; $x_o = 0,308$ Ом/км).

Тоді:

$$Z_{\text{л}} = 0,35 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,29 \text{ Ом}.$$

$$Z_{\text{м}} = 0,29 + 0,27 = 0,56 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,56}{0,56 + 1,33} \cdot 100 = 29\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 29\% < \Delta U_{\text{дон}} \% = 30\%.$$

Умова виконується.

Задача 7.2 (самостійно)

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором серії АИР потужністю $P_{\text{н дв}}$, кВт і напругою 0,38 кВ встановлений у виробничому приміщенні (рисунок 7.2). Електродвигун отримує живлення від трансформатора потужністю $S_{\text{нт}}$, кВА повітряною лінією довжиною l , км, що виконана проводом А перерізом F , мм². Відстань між проводами $D_{\text{ср}}$, мм. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного двигуна. Дані по варіантам для розрахунку мережі наведені в таблиці 7.1.

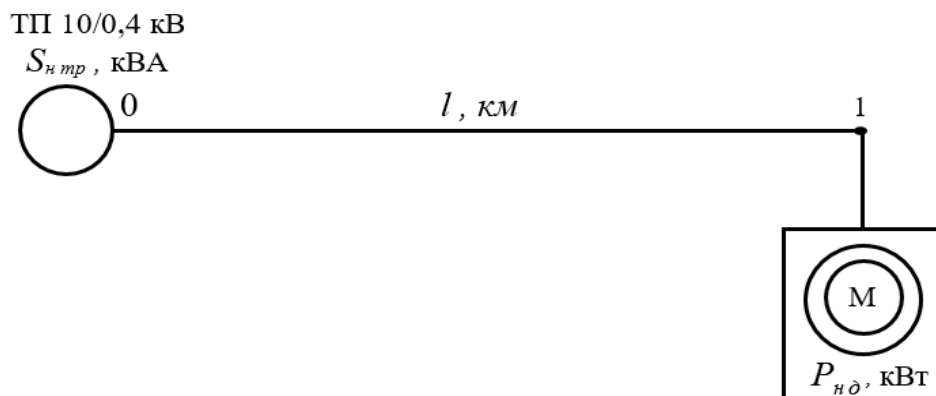


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.1 – Вихідні дані для розрахунку мережі

Варіант	$S_{н.тр}, \text{кВА}$	Тип двигуна	$P_{н.дв}, \text{кВт}$	$l, \text{м}$	$F, \text{мм}^2$	$D_{ср}, \text{мм}$	$\Delta U_{дон}, \%$
15	25	АИР132М4	11	100	25	400	20
2	40	АИР160S2	15	200	35	600	20
3	63	АИР180S4	22	150	35	400	30
4	100	АИР160S6	11	300	25	600	20
5	160	АИР200М6	22	100	50	400	30
6	250	АИР160М4	18,5	350	35	800	20
7	400	АИР180М6	18,5	400	25	400	20
8	630	АИР180М4	30	500	35	400	30
9	25	АИР132М2	11	200	25	600	30
10	40	АИР160М6	15	150	25	400	20
11	63	АИР160М2	18,5	50	35	600	20
12	100	АИР200М6	22	250	35	400	30
13	160	АИР200L6	30	200	50	600	30
14	250	АИР200М8	18,5	350	25	600	20
15	400	АИР200М4	37	400	35	400	30
16	630	АИР200L6	30	500	50	800	30
17	25	АИР112М2	7,5	180	25	400	20
18	40	АИР180М8	15	80	25	600	20
19	63	АИР180S2	22	220	50	400	30
20	100	АИР132М6	7,5	410	35	800	20
21	630	АИР255М4	55,0	280	25	600	30
22	160	АИР180М6	18,5	190	50	400	20

ТЕМА 8

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Мета: навчитися визначати допустиму втрату напруги в електричних мережах напругою 0,38 та 10 кВ.

І ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Найефективніше споживачі електричної енергії працюють при номінальній напрузі. Проте забезпечити споживачів номінальною напругою практично не можливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження електричного струму в електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі змінюється на протязі доби, сезону, року і т.д.

Внаслідок зміни навантаження змінюється і 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).

Короткочасні і швидкі зміни напруги називають коливанням напруги. Поступову зміну напруги 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 [1-9].

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб забезпечити нормальну роботу електроприймачів та запобігти зайвих витрат металу проводів.

Розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму.

При 100% навантаженні втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги у споживача не перевищували – 5%, тобто

$$\delta U_{\text{спож}}^{100} \leq -5\% U_{\text{ном}}. \quad (8.1)$$

При навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що розташовані поблизу підстанції може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку необхідно, щоб відхилення напруги не перевищували +5%, тобто

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} \leq +5\% U_{\text{ном}}. \quad (8.2)$$

До складу електричної мережі входять генератори, трансформатори, проводи ліній електропередачі та ін., які впливають на відхилення напруги у споживачів. Для визначення допустимої втрати напруги в мережі необхідно враховувати вплив вказаних елементів.

Трансформатори. Для трансформаторів, що використовуються в сільських електричних мережах, при максимальному завантаженні (100%) втрату напруги приймають в середньому наступною:

$$\Delta U_{\text{тр}}^{100} = (4...5)\%. \quad (8.3)$$

Відповідно при завантаженні трансформатора близько 25% втрату напруги приймають наступною:

$$\Delta U_{\text{тр}}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{\text{тр}}^{100}. \quad (8.4)$$

Для компенсації втрати напруги в обмотках трансформаторів, їх виготовляють таким чином (вибір певної кількості витків обмотки), що в них забезпечується постійна надбавка, яка дорівнює +5% (+10% – для трансформаторів 35/10 кВ із регулюванням напруги під навантаженням).

Якщо до первинної обмотки трансформатора підвести номінальну напругу, то при холостому ході напруга на вторинній обмотці становитиме 105% (110%) номінальної напруги мережі.

Крім того, в трансформаторах передбачено змінну (регульовану) надбавку. Їх виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (при відключенні трансформатора від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН) (без відключення його від мережі).

Трифазні знижувальні трансформатори із ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають п'ять відгалужень (–5; –2,5; 0; +2,5; та + 5%). Відповідно,

загальна надбавка трансформатора (сума постійної та регульованої надбавок) в трансформаторах з ПБЗ може змінюватися від 0 до +10 % (0; +2,5; +5; +7,5; + 10%).

При регулюванні напруги під навантаженням (РПН) перемикання здійснюється автоматично ступенями. Для трансформаторів 35/10 кВ потужністю 1000...6300 кВА регулювання здійснюється в діапазоні –9...+9 % (кроком $6 \times 1,5\%$).

Шини підстанцій. Споживачі електричної енергії у сільській місцевості живиться від підстанцій 110/35, 35/10, 110/35/10 кВ. На шинах вторинної напруги вказаних підстанцій необхідно забезпечити зустрічне регулювання напруги в межах від 0 до + 5% номінальної напруги мережі. Тобто відхилення напруги на шинах підстанції повинні бути наступними:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (8.5)$$

На практиці, із різних причин, відхилення напруги на шинах підстанцій часто виходять за вказані межі. При проектуванні сільських мереж необхідно враховувати такі режими роботи підстанції.

Проводи повітряних ліній. Так як втрата напруги в лінії пропорційна навантаженню, то при мінімальній потужності, що споживається, в проводах повітряної лінії вона становить 25% від максимального значення:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (8.6)$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги. В таблиці розглядають два режими: режим максимального навантаження (100%) і режим мінімального навантаження (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживача [3; 4; 7].

Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) спочатку записують усі відомі відхилення напруги, а потім, вибираючи певні відгалуження трансформаторів, за режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях. Доцільність вибраних відгалужень перевіряють за відхиленням напруги у споживачів в режимі мінімального навантаження (порівнюючи його із допустимим).

Допустима втрата напруги в лініях 0,38 і 10 кВ визначається за відхиленням напруги у споживачів, яка повинна бути в межах $\pm 5\%$ від номінальної.

Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100 % навантаження $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$, %, визначається за виразом:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}, \quad (8.7)$$

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, %;

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

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

Одержану загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$, % (8.7), необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,38 кВ.

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП 10/0,4 кВ $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$, %, перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% , \quad (8.8)$$

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), %;

$\sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}})$ – 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 розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги [3-5; 7].

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке спад напруги?
2. Що таке втрата напруги?
3. Що таке коливання напруги?
4. Що таке відхилення напруги?
5. Як впливають елементи електричної мережі на відхилення напруги?
6. Як впливають відхилення напруги на роботу споживачів?
7. Як пов'язані втрата та відхилення напруги в мережі?
8. Які режими навантаження мережі і чому саме їх розглядають при визначенні допустимої втрати в мережі?
9. Які прийняті допустимі відхилення напруги в мережі для сільськогосподарських споживачів?
10. Які є методи регулювання напруги в електричних мережах?
11. В чому полягає режим сталого регулювання напруги?
12. Де застосовується режим сталого регулювання напруги?
13. В чому полягає режим зустрічного регулювання напруги?
14. Де застосовується режим зустрічного регулювання напруги?
15. Що таке постійна та перемінна надбавка трансформатора?
16. Що таке регулювання напруги під навантаженням (РПН)?
17. Алгоритм роботи пристрою РПН.
18. Як здійснюється регулювання напруги перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ)?
19. У яких випадках здійснюється регулювання напруги перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ)?

3 ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

Задача 8.1

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведеній на рисунку 8.1. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Прийняти, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +5\%$, $\delta U_{\text{живл.}}^{25} = 0\%$.

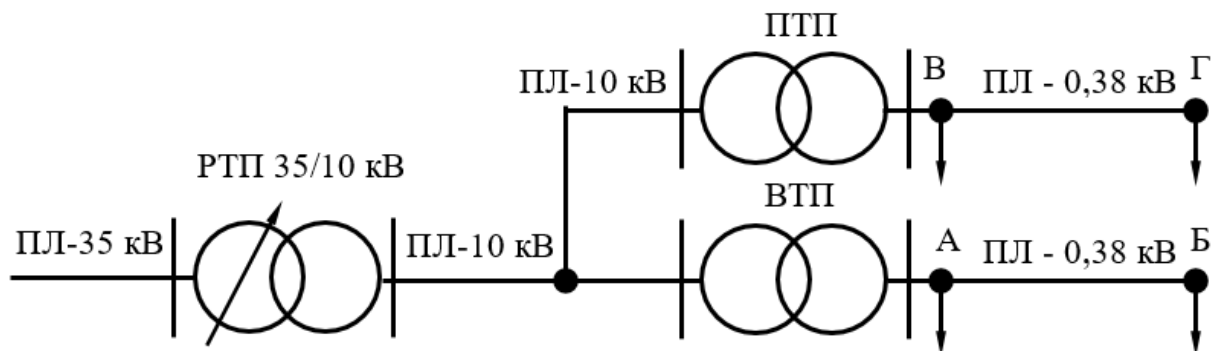


Рисунок 8.1 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 8.1).
2. Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

Таблиця 8.1 – 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	–1,5	–3	– 0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– змінна надбавка	+2,5	+2,5	0	0
– втрати	– 4	–1	– 4	–1
Лінія 0,38 кВ	– 7,5	0	– 8	0
Відхилення напруги у споживача	– 5	5 < +5	– 5	3,25 < +5

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +7,5% (+5 – постійна; +2,5 – перемінна надбавка).

4. Визначаємо сумарну допустиму втрату напруги в мережі 10/0,38 кВ до точки Б:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}.$$

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

5. Загальну втрату напруги $\Delta U_{\text{дон}}^{100}$, %, розподіляємо приблизно порівну між мережами (лініями) 10 та 0,38 кВ:

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

6. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача віддаленої ТП (ВТП) при 25% навантаженні (точка А). Приймаємо, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП), тоді:

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

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

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в мережі (лінії 10) кВ, яка дорівнює – 6 % (таблиця 8.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги до будь-якої точки мережі 10 кВ 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 проекрованої ТП 10/0,4кВ (ПТП).

7. Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП (рисунок 8.1) складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 8.1.

8. Для проекрованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – змінна надбавка).

9. Допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}$$

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

10. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проектованої ТП (ПТП) при 25% навантаженні (точка В):

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

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

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює –8% (таблиця 8.1), перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт. } 0,38}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100}$.

Задача 8.2 (самостійно)

Визначити допустиму втрату напруги в мережі, наведеній на рисунку 8.2. 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 $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$. Дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 8.2.

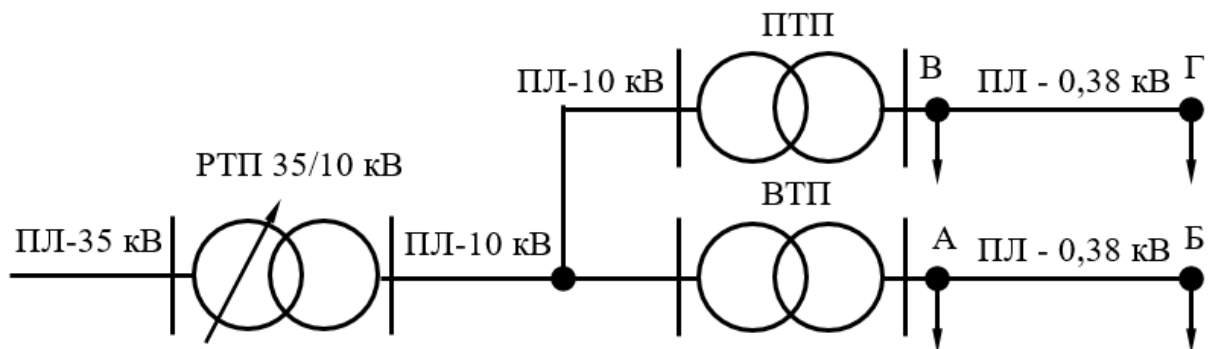


Рисунок 8.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 8.2 – 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	
	$\delta U_{ж\text{ивл.}}^{100}$	$\delta U_{ж\text{ивл.}}^{25}$	
1	2	3	4
1	+ 2,5	0	– 1,0
2	+ 3,0	– 1,0	– 2,0
3	+ 5,0	– 2,0	– 4,0
4	+ 4,5	– 1,5	– 3,0
5	+ 3,5	– 1,0	– 1,2
6	+ 4,0	0	– 3,6
7	+ 3,0	+ 1,0	– 1,0
8	+ 4,5	0	– 2,0
9	+ 2,0	– 2,0	– 1,2
10	+ 3,0	– 1,5	– 2,4
11	+ 5,0	0	– 4,0
12	+ 4,0	– 1,0	– 4,4
13	+ 3,5	+ 1,0	– 1,6
14	+ 5,0	– 1,5	– 3,0
15	+ 4,5	– 2,5	– 3,2
16	+ 5,0	+ 1,0	– 6,0
17	+ 3,0	0	– 1,6
18	+ 5,0	– 1,0	– 4,4
19	+ 5,0	+ 2,0	– 5,0
20	+ 4,0	– 2,0	– 3,2
21	+3,5	0	– 4,8
22	+4,5	– 1,0	– 2,6

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN 50160:2014 – Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Національний стандарт України, 2014. 27с.
2. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
3. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : навч. посіб. Мелітополь : Видавничий будинок ММД, 2011. 462 с.
4. Коваленко О. І. Основи електропостачання. Запоріжжя: ТДАТУ, 2024. 237 с.
5. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підруч. Київ : Компринт, 2021. 497с.
6. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С.М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448 с.
7. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посіб. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568с.
8. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. та ін. 2-е вид., перероб. і доп. Київ : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. 526 с.
9. Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. Електропостачання промислових підприємств : посібник для курсового і дипломного проектування. Київ. 2011. 424 с.
10. Електродвигуни АІР. СЛЕМЗ : вебсайт. URL : <https://slemz.com.ua/elektrodviguni/zagalnopromyslovi> (дата звернення : 05.09. 2025).

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ [3, 4, 7]

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	житлових будинків з навантаженням на вводі		Житлових будинків з електроплитами та нагрівачами	Виробничих споживачів
	до 2 кВт/буд.	більше 2 кВт/буд.		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 і більше	0,22	0,18	0,12	0,30

Таблиця А.2 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ [3, 4, 7]

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблиця А.3 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 0,38кВ (кВт) [3, 4, 7]

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+160
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+106	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Примітки: P_m – значення меншого навантаження на ділянці мережі

Таблиця А.4 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт) [3, 4, 7]

$P_{\text{м}}$	$\Delta P_{\text{нб}}$	$P_{\text{м}}$	$\Delta P_{\text{нб}}$	$P_{\text{м}}$	$\Delta P_{\text{нб}}$	$P_{\text{м}}$	$\Delta P_{\text{нб}}$
3	+2,5	90	+67,0	280	+220	580	+465
6	+3,7	100	+74,5	300	+235	600	+483
8	+5,0	110	+82	320	+251	650	+525
10	+6,3	120	+90	340	+267	700	+570
15	+9,7	130	+98	360	+283	750	+610
20	+13,0	140	+106	380	+299	800	+650
25	+16,5	150	+115	400	+315	850	+695
30	+20,4	160	+123	420	+332	900	+740
35	+24,4	170	+131	440	+348	950	+785
40	+28,4	180	+139	460	+365	1000	+830
45	+32,4	190	+147	480	+382	1100	+918
50	+36,5	200	+155	500	+400	1200	+1005
60	+48,0	220	+170	520	+416	1300	+1093
70	+52,0	240	+186	540	+432	1400	+1182
80	+59,5	260	+204	560	+448	1500	+1270

Таблиця А.5 – Залежність річної кількості годин використання максимуму T_{max} та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження [3, 4, 7]

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутове		Виробниче		Змішане	
	T_{max}	τ	T_{max}	τ	T_{max}	τ
до 10	900	300	1100	400	1300	600
10 ... 20	1200	500	1500	700	1700	850
20 ... 50	1600	700	2000	1000	2200	1200
50...100	2000	1000	2500	1350	2800	1600
100...250	2350	1250	2700	1500	3200	1850
більше 250	2600	1350	2800	1600	3400	2000

Таблиця А.6 – Коефіцієнти сезонності сільськогосподарських споживачів [7]

Споживачі	Коефіцієнти сезонності для			
	зими	весни	літа	осені
Звичайні	1,0	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0,0...0,1	0,3...0,5	1,0	0,2...0,5
Парники та теплиці з електрообігрівом	0,3	1,0	0	0
Осінньо-літні споживачі	0,2	0	1,0	1,0

Таблиця А.7 – Коефіцієнти потужності сільськогосподарських споживачів і трансформаторних підстанцій напругою 10/0,38 кВ [3, 4, 7]

Споживачі трансформаторної підстанції	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ та коефіцієнт реактивної потужності $\tan \varphi$ у максимум навантаження			
	денний		вечірній	
	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
Тваринницькі та птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те ж саме з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Опалення та вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочисні токи та зерносклади	0,70	1,02	0,75	0,88
Установка зрошення та дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники та теплиці з електронагрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини маслоробки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи для переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські заклади та комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Житлові будинки з електроплитами та водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні підстанції напругою 10/0,38 кВ з навантаженням:				
– виробничим	0,70	1,02	0,75	0,88
– комунально-побутовим	0,90	0,48	0,92	0,43
– змішаним	0,80	0,75	0,83	0,67

Таблиця А.8 – Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення

Характеристика об'єкту	Значення питомого навантаження P_{0i}
1. Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
2. Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	4,0
3. Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
4. Зовнішнє освітлення територій госпподвір'їв, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
5. Зовнішнє освітлення приміщень госпподвір'їв, Вт на одне приміщення	250
6. Зовнішнє освітлення території громадських і торговельних центрів, Вт на 1 м ² площі території	0,5

Таблиця А.9 – Характеристики графіків навантаження підстанцій 110...35/10 кВ та 6...10/0,4 кВ сільськогосподарського призначення [3, 4, 7]

Шифр виду навантаження	Назва виду навантаження
	Підстанція 110-35/10 кВ
2.1	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів
2.2	З переважаючим (більше 50%) навантаженням тваринницьких комплексів та птахофабрик
2.3	З переважаючим (більше 50%) навантаженням промислових споживачів
2.4	З переважаючим (більше 50%) навантаженням парників та теплиць з електрообігрівом
2.5	З переважаючим (більше 50%) навантаженням зрошення
2.6	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів з використанням електроенергії для теплових потреб в години нічного провалу навантаження
	Підстанція 10/0,4 кВ
3.1	Виробничі споживачі
3.2	Комунально-побутові споживачі
3.3	Сільські житлові будинки, групи сільських житлових будинків (як правило одноповерхові споруди)
3.7	Зі змішаним навантаженням з перевагою (більше 60%) виробничих споживачів

Таблиця А.10 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 10/0,4 кВ [3, 4, 7]

Вид навантаження	Номинальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	до 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутове	до 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
Змішане	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Таблиця А.11 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 35/10 кВ [3, 4, 7]

Шифр навантаження	Номинальна потужність трансформатора, кВА					
	1000	1600	2500	4000	6300	10000
2.1	До 1100	1101-2300	2301-2960	2961-4180	4181-7840	7841-12690
2.2	До 1060	1061-2180	2181-2790	2791-3970	3971-7430	7431-12020
2.3	До 1020	1021-2110	2111-2710	2711-3840	3841-7200	7201-11650
2.4	До 1190	1191-2470	2471-3180	3181-4480	4481-8410	8411-13630
2.5	До 970	971-2030	2031-2610	2611-3750	3751-7090	7091-11550
2.6	До 1070	1071-2210	2211-2830	2831-4020	4021-7520	7521-12180

Таблиця А.12 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень та аварійних перевантажень трансформаторів [3, 4, 7]

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА	Розрахунковий сезон та розрахункова температура розрахункового сезону	Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора $k_{c.m}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора $k_{ав}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$
Підстанція 110-35/10 кВ						
2.1	до 2500	зимовий	1,57	0,89	1,68	0,73
	4000 і вище	-10	1,50		1,64	
2.2	до 2500	зимовий	1,41	0,83	1,56	0,63
	4000 і вище	-10	1,32		1,53	
2.3	до 2500	зимовий	1,53	0,85	1,60	0,65
	4000 і вище	-10	1,47		1,55	
2.4	до 2500	весняний	1,50	1,22	1,57	0,94
	4000 і вище	+5	1,45		1,53	
2.5	до 2500	літній	1,33	1,18	1,42	0,98
	4000 і вище	+20	1,25		1,37	
2.6	до 2500	зимовий	1,55	0,63	1,65	0,67
	4000 і вище	-10	1,47		1,57	
Підстанції 10/0,4 кВ						
3.1	до 63	зимовий	1,65	0,92	1,75	0,77
	100 і вище	-10	1,59		1,73	
3.2	до 63	зимовий	1,68	0,90	1,80	0,78
	100 і вище	-10	1,65		1,78	
3.3	до 63	зимовий	1,70	0,98	1,84	0,81
	100 і вище	-10	1,68		1,83	
3.7	до 63	зимовий	1,58	1,00	1,73	0,73
	100 і вище	-10	1,77		1,65	

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ [3, 4, 7]

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

Таблиця Б.2 – Розрахункові дані сталесалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК [3, 4, 7]

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

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця Б.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км [3, 4, 7]

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

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Основні технічні характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів [3, 4, 7]

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруга обмоток, кВ		Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, u_k , % U_n	Струм неробочого ходу, i_x , % I_n	Тип перемикачів відгалужень обмоток
		ВН	НН		Неробочого ходу	Короткого замикання			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМ	25	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,13	0,6	4,5	3,2	ПБЗ
ТМ	25	10	0,4	Y/Z _H -11	0,13	0,69	4,7	3,2	ПБЗ
ТМ	40	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,18	0,88	4,5	3,0	ПБЗ
ТМ	40	10	0,4	Y/Z _H -11	0,18	1,0	4,7	3,0	ПБЗ
ТМ	63	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,25	1,28	4,5	2,8	ПБЗ
ТМ	63	10	0,4	Y/Z _H -11	0,25	1,47	4,7	2,8	ПБЗ
ТМ	100	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,34	1,97	4,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	10	0,4	Y/Z _H -11	0,34	2,27	4,7	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,44	1,97	6,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Z _H -11	0,44	2,27	6,8	2,6	ПБЗ
ТМ	160	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТМФ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТСЗ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,7	2,7	5,5	4,0	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,66	2,65	6,5	2,4	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Z _H -11	0,66	3,10	6,8	2,4	ПБЗ
ТМ	250	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,78	3,7	4,5	2,3	ПБЗ
ТМФ	250	10	0,4	Y/Z _H -11	0,78	4,2	4,7	2,3	ПБЗ
ТСЗ	250	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	3,8	5,5	3,5	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,95	3,7	6,5	2,3	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Z _H -11	0,95	4,2	6,8	2,3	ПБЗ
ТМ	400	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМФ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТСЗ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,3	5,4	5,5	3,0	ПБЗ
ТМ	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМ	630	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМФ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН
ТСЗ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	2,0	7,3	5,5	1,5	ПБЗ

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТСЗ	1000	10	0,4	Y/Y _н - 0	3,0	11,2	5,5	1,5	ПБЗ
ТМ	630	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,75	7,6	6,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	35	11	Y/Д - 11	1,75	7,6	6,5	2,0	РПН
ТМН	1000	35	11	Y/Д - 11	2,55	11,6	6,5	1,5	РПН
ТМН	1600	35	11	Y/Д - 11	3,4	16,5	6,5	1,4	РПН
ТМН	2500	35	11	Y/Д - 11	4,7	25,0	6,5	1,1	РПН
ТМ	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	ПБЗ
ТМН	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	РПН
ТМ	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	ПБЗ
ТМН	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	РПН
ТД	10000	35	10,5	Y/Д - 11	13,0	65,0	7,5	0,8	ПБЗ
ТДНС	10000	37	10,5	Y/Д - 11	12,0	60,0	8,0	0,75	РПН

Таблиця В.2 – Економічна густина струму для проводів із різних металів [3, 4, 7]

Провідники	Економічна густина струму (А/ мм ²) при тривалості максимального навантаження, год		
	Більше 1000 до 3000	Більше 3000 до 5000	Більше 5000
1. Неізольовані проводи і шини: – мідні – алюмінієві	2,5 1,3	2,1 1,1	1,3 1,0
2. Кабелі з паперовою і проводи з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією із жилами: – мідними – алюмінієвими	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
3. Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами: – мідними – алюмінієвими	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

Таблиця В.3 – Залежність $\tau = f(T_{\max})$ при різних $\cos \varphi$ [3, 4, 7]

	Час втрат τ для часу використання максимуму навантаження $T_{\max}$, год								
$\cos \varphi$	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
1,0	200	900	1400	2200	3000	4300	5500	7200	8760
0,8	900	1800	2200	2900	3500	4600	5700	7200	8760
0,6	1900	2200	2900	3500	4200	5000	6000	7200	8760

Таблиця В.4 – Нормативна товщина стінки ожеледі для висоти десять метрів над поверхнею землі [2, 4]

Район за ожеледдю	Товщина стінки ожеледі, мм	Вага ожеледі, Н/м
1 район	12	8
2 район	16	12
3 район	19	15
4 район	22	20
5 район	28	30
6 район	34	40

Таблиця В.5 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових проводів при довжині ПЛ-10 кВ до 25 км [3, 4, 7]

Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід
ожеледь 5 мм				ожеледь 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
до 485	АС 25	до 440	АС 25	до 250	АС 25	до 270	АС 35
385-485	А 35	440-750	А 50	250-640	АС 35	270-825	АС 50
485-800	А 50	750-1225	А 70	640-750	А 50	825-980	А 70
800-1075	А 70	понад 1225	А 95	750-1185	А 70	понад 980	А 95
понад 1075	А 95			понад 1185	А 95		
ожеледь 15 мм				ожеледь 20 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Дерев'яні опори	
до 620	АС 35	до 380	АС 35	до 325	АС 35	до 600	АС 35
620-1350	А 70	380-740	А 50	325-805	А 50	600-785	А 50
понад 1350	А 95	740-1000	А 70	805-1420	А 70	785-1175	А 70
		понад 1000	А 95	понад 1420	А 95	понад 1175	А 95

Таблиця В.6 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (для усіх матеріалів опор) [3, 4, 7]

Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²
b = 5 мм		b = 10 мм		b = 15 мм		b = 20 мм	
до 3,1	2×16	до 3,1	2×16	до 6,6	2×25	до 4,4	2×25
3,1-5,6	3×16	3,1-5,8	3×16	6,6-11,8	3×25	4,4-13	3×25
5,6-8	4×16	5,8-13,5	4×16	11,8-25,1	4×25	13-17,7	4×25
8-20,5	4×25	13,5-24,5	4×25	25,1-28,4	4×35	17,7-26,4	4×35
20,5-26,4	4×35	понад 25,4	4×50	понад 28,4	4×50	понад 26,4	4×50
понад 26,4	4×50						

Таблиця В.7 – Питомі втрати напруги (β) в ПЛ - 0,38кВ, % / (кВА·км) [3, 4, 7]

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 220 В			2 фази + 0; 220 В			
cos φ		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9		
Марка та переріз проводу	A 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00		
	A 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95		
	A 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48		
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В						
cos φ		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Марка та переріз проводу	A 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190	1,150
	A 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820	0,810
	A 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595	0,620
	A 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480	0,475
	A 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375	0,380
	A 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315	0,320
	A 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275	0,280

Таблиця В.8 – Питомі втрати напруги в ПЛ - 10 кВ, % / (кВА км) [3, 4, 7]

Марка проводу		А		АС	
cos φ		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз проводу	16	0,00192	0,00176	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	—	—	—
185	510	—	—	—	—	—
240	605	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

Таблиця Г.2 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами [2, 3, 4]

Переріз струмопро- відної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножилъ- них	трьох одножилъ- них	чотирьох одножилъ- них	одного двожилъно- го	одного трижилъно- го
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблиця Г.3 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих та неброньованих [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	при прокладанні				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38

Продовження таблиці Г.3

1	2	3	4	5	6
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблиця Г.4 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфоловою масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються в землі [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблиця Г.5 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфолевою масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються у повітрі [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	–	55	45	–	–	–
10	95	75	60	55	–	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	–	375	325	305	340
240	610	–	430	375	350	-
300	720	–	–	–	–	–
400	880	–	–	–	–	–
500	1020	–	–	–	–	–
625	1180	–	–	–	–	–
800	1400	–	–	–	–	–

Таблиця Г.6 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфолевою масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в землі [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
1	2	3	4	5	6	7
6	–	60	55	–	–	–
10	110	80	75	60	–	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135

Продовження таблиці Г.6

1	2	3	4	5	6	7
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Таблиця Г.7 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфолевою масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються у повітрі [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблиця Г.8 – Нормована температура навколишнього середовища для провідників і апаратів [2, 3, 4]

Провідники і апарати	Середовище	$t_{он}, ^\circ\text{C}$
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця Г.9 – Поправочні коефіцієнти на допустимі струми для кабелів, ізолюваних та неізолюваних проводів та шин в залежності від температури землі та повітря [2, 3, 4]

Умовна температура середовища, $^\circ\text{C}$	Нормована температура жил, $^\circ\text{C}$	Поправочні коефіцієнти на струми при розрахунковій Температурі середовища, $^\circ\text{C}$											
		до -5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,9	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,0	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,0	0,93	0,87	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	40	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблиця Г.10 – Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать в землі (в трубах або без) [2, 3, 4]

Відстань між кабелями, мм	Поправочний коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблиця Г.11 – Допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів по [2,4]

Номинальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А і АКП	М	А і АКП
		поза приміщеннями	всередині приміщень	поза приміщеннями		всередині приміщень	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	120	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	5/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
120	120/27	375	—				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
150	150/24	450	365				
150	150/34	450	—				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
185	185/29	510	425				
185	185/43	515	—				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
240	240/39	610	505				
240	240/56	610	—				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
300	300/48	690	585				
300	300/66	680	—				
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
400	400/51	825	705				
400	400/64	860	—				
500	500/27	960	830	—	980	—	820
500	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	—	1100	—	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

Таблиця Г.12 – Тривало допустимі струми навантаження СП із алюмінієвими жилами [2, 3, 4]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м ²					
	0		600		1125	
	При температурі навколишнього повітря, °С					
	25	40	25	40	25	40
10	90	80	80	65	65	50
16	110	95	95	80	75	55
25	150	130	125	105	100	70
35	180	155	150	120	120	80
50	235	205	195	160	150	100
70	290	255	240	190	180	115
95	350	305	280	225	210	125
120	410	360	330	265	240	140

Таблиця Г.13 - Активні і індуктивні опори проводів і кабелів з алюмінієвими і мідними жилами (напругою до 500 В) при номінальному навантаженні [2, 3, 4]

Переріз, мм ²	Опір, Ом/км			
	активний r		індуктивний x	
	Алюміній	Мідь	Проводи прокладені відкрито	Проводи в трубах або кабелі
1,5	22,2	13,35	—	0,11
2,5	13,3	8,0	—	0,09
4	8,35	5,0	0,33	0,1
6	5,55	3,33	0,32	0,09
10	3,33	2,0	0,31	0,07
16	2,08	1,25	0,29	0,07
25	1,33	0,8	0,27	0,07
35	0,95	0,57	0,26	0,06
50	0,67	0,4	0,25	0,06
70	0,48	0,29	0,24	0,06
95	0,35	0,21	0,23	0,06
120	0,28	0,17	0,22	0,06
150	0,22	0,13	0,21	0,06
185	0,18	0,11	0,21	0,06
240	—	0,08	0,20	—
300	0,12	0,07	0,19	0,06

Таблиця Г.14 – Технічні характеристики запобіжників плавких [3, 4]

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		запобіжн ика	плавкої вставки	
ПР2	~ 500 - 400	15	6, 10, 15	8,0
		60	15, 20, 25, 35, 45, 60	4,5
		100	60, 80, 100	11
		200	125, 100, 160, 200	11
		350	200, 225, 260, 300, 350	13
		600	350, 430, 500, 600	23
		1000	600, 700, 850, 1000	23
ПН2	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	100
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	100
		400	200, 250, 315, 355, 400	40
		630	315, 400, 500, 630	25
ППН-31 (взамін ПН2)	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	-
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	-
		400	200, 250, 315, 355, 400	-
		630	315, 400, 500, 630	-
НПН	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
НПН2	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
ПП31	~ 500 - 400	63	32, 40, 50, 63	100
		160	50, 63, 80, 100, 125, 160	
		250	125, 160, 200, 250	
		630	200, 250, 320, 400,	
		1000	500, 630, 800, 1000	

Таблиця Г.15 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів [3, 4]

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Уставка за струмом спрацювання електромаг- нітного розчіплювача, А	Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		вимикача	теплового розчіплювача ($I_{н.т.р}$)		
АП50Б-3МТ	~ 660	63	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63	$10I_{н.т.р}$	1...3 4...7
ВА51-25-84	~ 660	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2,5 3,8
ВА51-25-34	~ 660	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2 2 2,5 3,8
ВА51-31-34	~ 660	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	$10I_{н.т.р}$	5 7 10
ВА51-33-34	~ 660	160	80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	12,5
ВА88-32-34	~ 400	125	12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125	500 $10I_{н.т.р}$	25
ВА-88-33-34	~ 400	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-35-34	~ 400	250	125; 160; 200; 250	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-37-34	~ 400	400	250; 315; 400	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-40-34	~ 400	800	400; 500; 630; 800	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-43-34	~ 400	1600	800; 1000; 1250; 1600	регульов.	50

ДОДАТОК Д

ТЕСТИ ДЛЯ САМОАНАЛІЗУ З ДИСЦИПЛІНИ «ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1. Електрична система від енергетичної відрізняється:

- 1) відсутністю понижувальних електричних підстанцій;
- 2) відсутністю електричних мереж;
- 3) відсутністю теплових мереж;
- 4) відсутністю підвищувальних електричних підстанцій.

2. Для роботи в базовому режимі призначена електрична станція:

- 1) ГЕС;
- 2) ГАЕС;
- 3) АЕС;
- 4) резервна дизельна електростанція.

3. Найменший час зміни потужності має електростанція:

- 1) атомна;
- 2) теплова;
- 3) гідравлічна;
- 4) вітрова.

4. Для роботи в піковому режимі призначені електричні станції:

- 1) ГЕС;
- 2) АЕС;
- 3) ТЕЦ;
- 4) ВЕС.

5. Споживачі електроенергії I-ї категорії повинні бути забезпечені:

- 1) двома незалежними джерелами живлення, що взаємно резервуються;
- 2) двома трансформаторами;
- 3) двома повітряними лініями електропередачі;
- 4) двома кабельними лініями електропередачі.

6. Перерва в електропостачанні споживачів III-ї категорії може бути (допускається):

- 1) на час дії автоматики вмикання резервного джерела живлення;
- 2) не більше 10 хвилин;
- 3) не більше 30 хвилин;
- 4) на період виїзду аварійної бригади (не більше однієї доби).

7. Вимога перерви електропостачання тільки на час автоматичного вмикання резервного джерела обов'язкова лише для споживачів:

- 1) першої категорії;
- 2) другої категорії;
- 3) третьої категорії;
- 4) другої і третьої категорії.

8. Для підвищення надійності електропостачання існують такі організаційно-технічні заходи:

- 1) підвищення надійності окремих елементів мереж;
- 2) підвищення кваліфікації персоналу;
- 3) скорочення радіуса дії електричних мереж;
- 4) раціональна організація поточних і капітальних ремонтів.

9. Для підвищення надійності електропостачання існують наступні технічні заходи:

- 1) підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;
- 2) мережеве та місцеве резервування;
- 3) забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування;
- 4) автоматизація сільських електричних мереж.

10. Очікувані результати секціонування електричної мережі:

- 1) регулювання напруги в мережі;
- 2) підвищення надійності електропостачання;
- 3) зниження втрат електроенергії в мережі;
- 4) зменшення несиметрії навантаження.

11. У стандарті якості електроенергії нормується:

- 1) падіння напруги;
- 2) відхилення напруги;

- 3) втрата напруги;
- 4) коливання напруги.

12. Для зменшення несиметрії фазних напруг в електричних мережах 0,38 кВ трифазного струму необхідно застосовувати силові трансформатори напругою 10/0,4 кВ зі схемою з'єднання:

- 1) «зірка-зірка з нулем» з РПН;
- 2) «зірка-зигзаг з нулем»;
- 3) «зірка-зірка з нулем» з ПБЗ;
- 4) «зірка-зірка з нулем».

13. Найбільшим тривалим відхиленням напруги від номінального значення, що допускається вимогами до якості електроенергії є:

- 1) $\pm 10\%$;
- 2) $\pm 5\%$;
- 3) -5% ; $+10\%$;
- 4) $\pm 7,5\%$.

14. Вимогами до якості електроенергії за нормальних робочих умов допускається відхилення частоти для систем без синхронно підключення до об'єднаної енергосистеми:

- 1) $\pm 2\%$;
- 2) $\pm 0,2\%$;
- 3) $\pm 1\%$;
- 4) $\pm 0,4\text{Гц}$.

15. Вимогами до якості електроенергії за нормальних робочих умов допускається відхилення частоти для систем, які синхронно підключено до об'єднаної енергосистеми:

- 1) $\pm 1\%$;
- 2) $\pm 0,2\%$;
- 3) $\pm 5\%$;
- 4) $\pm 0,4\text{Гц}$.

16. За встановленими нормами на затискачах у споживача допускається нормальне відхилення напруги від номінальної в межах:

- 1) від -1 до $+1\%$;

- 2) від -0 до $+10\%$;
- 3) від -10 до $+10\%$;
- 4) від -15 до $+15\%$.

17. Очікувані результати перерозподілу однофазного навантаження між фазами:

- 1) пригнічення вищих гармонік;
- 2) підвищення надійності електропостачання;
- 3) підвищення коефіцієнта потужності;
- 4) зменшення несиметрії навантаження.

18. Для трифазних електричних мереж за номінальну вважають:

- 1) міжфазну напругу;
- 2) фазну напругу;
- 3) робочу напругу;
- 4) базову напругу.

19. До проблеми енергозбереження має відношення:

- 1) компенсація реактивної потужності;
- 2) релейний захист;
- 3) захист від перенапруг;
- 4) заземлення нейтралі.

20. Найменше спотворення фазних напруг на стороні 0,4 кВ забезпечує схема з'єднання обмоток силового трансформатора:

- 1) зірка з нулем;
- 2) зигзаг з нулем;
- 3) трикутник;
- 4) зірка.

21. У разі активного навантаження:

- 1) $\cos \varphi = 1$; 2) $\cos \varphi = 0$; 3) $\cos \varphi < 1$; 4) $\cos \varphi > 1$.

22. Допускається перерва в електропостачанні споживачів I-ї категорії:

- 1) не більше 10 хвилин;
- 2) на період виїзду аварійної бригади;
- 3) на час дії автоматики включення резервного джерела живлення;
- 4) на час, необхідний для включення резервного джерела живлення черговим персоналом.

ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

1. Номінальна активна електрична потужність трифазного електроприймача визначається за виразом:

$$\begin{array}{ll} 1) S_H = \sqrt{3} U_H I_H; & 2) Q_H = \sqrt{3} \cdot U_H I_H \sin \varphi; \\ 3) P_H = \sqrt{3} \cdot I_H U_H \cos \varphi; & 4) S_H = \sqrt{P^2 + Q^2}. \end{array}$$

2. Тривалість використання максимуму навантаження $T_{\max}$ для сільських мереж становить :

- 1) 100 ... 200 год;
- 2) 900 ... 3000 год;
- 3) 3000 ... 8760 год;
- 4) 4000...5000 год.

3. Добовий графік навантаження, знятий за показами приладів, підключених до шин підстанції, представляє:

- 1) зміну напруги;
- 2) зміну споживання електричної енергії;
- 3) зміну симетричності навантаження;
- 4) зміну частоти струму.

4. Однорідні та сумірні навантаження в електричній мережі напругою 0,38 кВ підсумовують за допомогою:

- 1) тільки таблиць надбавок;
- 2) коефіцієнта одночасності;
- 3) коефіцієнта потужності;
- 4) коефіцієнта завантаження.

5. Час максимальних втрат (час втрат) τ – це:

- 1) час, протягом якого мережі працюють з максимальним навантаженням;
- 2) час, протягом якого мережі працюють із максимальними втратами;
- 3) умовний час, за який максимальний струм навантаження, протікаючи лінією, створив би втрати енергії, які дорівнюють дійсним втратам енергії за рік;
- 4) умовний час, який необхідний для того, щоб вся річна енергія була передана лінією за незмінної максимальної потужності.

6. Номінальна потужність силового трансформатора вибирається за умовами його роботи в нормальному режимі:

- 1) за повною розрахунковою потужністю;
- 2) за еквівалентною потужністю;
- 3) за активною потужністю;
- 4) за реактивною потужністю.

7. Вибір місця розміщення трансформаторних підстанцій та оптимізація їх режиму роботи сприяють:

- 1) регулюванню частоти струму в мережі;
- 2) зниженню несиметрії навантаження в електричній мережі;
- 3) підвищенню надійності електропостачання;
- 4) зниженню втрат електроенергії в мережі.

8. За виразами $x_{цн} = \frac{\sum P_{pi} x_i}{\sum P_{pi}}$; $y_{цн} = \frac{\sum P_{pi} y_i}{\sum P_{pi}}$ визначають:

- 1) координати розміщення споживачів електричної енергії;
- 2) координати центру навантаження;
- 3) координати розміщення підвищувальних трансформаторів електростанцій;
- 4) координати мінімально навантаженого споживача.

9. Якщо на осі абсцис відкласти години доби, а вздовж осі ординат – відповідні їм навантаження, то отримана крива буде називатися:

- 1) сезонним графіком навантаження;
- 2) добовим графіком навантаження;
- 3) добовим графіком за тривалістю;
- 4) добовим графіком втрат електроенергії.

10. Якщо на осі абсцис відкласти 8760 годин, а вздовж осі ординат – навантаження, що спадають, то отримана крива буде називатися:

- 1) сезонним графіком навантаження;
- 2) добовим графіком навантаження;
- 3) річним графіком за тривалістю;
- 4) добовим графіком втрат електроенергії.

БУДОВА ЗОВНІШНІХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1. В електроустановках напругою 380/220 В обов'язковий захід безпеки:

- 1) подвійна ізоляція;
- 2) вирівнювання потенціалів;
- 3) заземлення нейтралі трансформатора;
- 4) розділовий трансформатор.

2. Питомий погонний (Ом/км) індуктивний опір алюмінієвих проводів лінії електропередачі визначається за формулою:

$$\begin{aligned} 1) \ x_0 &= 4,6 \lg \frac{D_{cp}}{r} \cdot 10^{-4}; & 2) \ x_0 &= r_0 \cdot L \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r}; \\ 3) \ x_0 &= (0,144 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,016); & 4) \ x_T &= \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}. \end{aligned}$$

3. Під час розрахунку механічних зусиль між паралельними струмопроводами в режимі коротких замикань використовується:

- 1) закон Джоуля-Ленца;
- 2) закон Біо-Савара;
- 3) закон Фарадея;
- 4) закон Ома.

4. АС, АСК, ПСО – це:

- 1) ізолювані проводи;
- 2) неізолювані проводи повітряних ліній;
- 3) самонесучі ізолювані проводи;
- 4) марка кабеля.

5. Згідно із ПУЕ за умовами електробезпеки електроустановки ділять на:

- 1) електроустановки з ізолюваною і глухозаземленою нейтраллю;
- 2) електроустановки напругою до 10 кВ і понад 10 кВ;
- 3) електроустановки напругою до 1 кВ і понад 1 кВ;
- 4) електроустановки змінної та постійної напруги.

6. Режим з ізолюваною нейтраллю застосовується в мережах:

- 1) до 1000 В; 2) понад 110 кВ; 3) 10 кВ; 4) 330 кВ.

7. В Україні електричні мережі напругою 6 та 10 кВ виконують:

- 1) п'ятипровідними із глухозаземленою нейтраллю;
- 2) чотирипровідними із глухозаземленою нейтраллю;
- 3) трипровідними із ефективно заземленою нейтраллю;
- 4) трипровідними із ізольованою нейтраллю.

8. Мережі з нейтраллю, заземленою через індуктивний опір - це:

- 1) мережі з компенсованою нейтраллю
- 2) мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- 3) мережі з ізольованою нейтраллю;
- 4) мережі з ефективною нейтраллю.

9. До ізольованих проводів належать:

- 1) АСКП; 2) СІП-4; 3) АС; 4) МЛК;

10. АСКС, АСКП, АСК – це:

- 1) ізолятори підвісні;
- 2) неізольовані проводи повітряних ліній;
- 3) кабелі;
- 4) ізольовані проводи повітряних ліній.

11. Питомий активний опір проводів лінії електропередачі залежить від:

- 1) матеріалу проводу;
- 2) відстані між проводами;
- 3) відстані між проводом і землею;
- 4) напруги.

12. Неізольований провід, в якого міждротовий простір сталюого осердя заповнений нейтральним мастилом підвищеної термостійкості – це:

- 1) АСКС; 2) СІП-4; 3) АС; 4) МЛК.

13. Найбільша інтенсивність відкладення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі можлива за температури:

- 1) 0 °С; 2) - 5°С; 3) - 10 °С; 4) - 15 °С.

14. Трансформатори на підстанціях 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ працюють з режимами:

- 1) ізолюваної нейтралі;
- 2) компенсованої нейтралі;
- 3) заземленої нейтралі;
- 4) заземленої через дугогасну котушку нейтралі.

15. Трансформатори на сільській підстанції 10/0,4 кВ на стороні 10 кВ працюють з таким режимом нейтралі:

- 1) ізолювана нейтраль;
- 2) ефективна нейтраль;
- 3) заземлена нейтраль
- 4) глухозаземлена нейтраль.

16. Застосування самоутримних ізолюваних проводів (СІП) для ліній електропередачі дозволяє:

- 1) знизити експлуатаційні витрати;
- 2) підвищити електропровідність;
- 3) підвищити час використання максимального навантаження;
- 4) підвищити коефіцієнт потужності.

17. Транспозиція проводів, це:

- 1) зміна порядку розміщення двох проводів на опорах;
- 2) зміна порядку розміщення проводів на опорах;
- 3) розділення фази на кілька проводів на опорах;
- 4) зміна порядку розміщення одного проводу на опорах.

18. Зниження втрат активної потужності на корону досягається:

- 1) поздовжньою ємнісною компенсацією лінії;
- 2) заземленням нейтралі мережі через індуктивний опір;
- 3) збільшенням діаметра проводу;
- 4) збільшенням кількості ізоляторів у гірляндах.

19. Вираз $0,144 \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{np}}\right) + 0,0157\mu$ використовується для визначення:

- 1) питомого активного опору проводів лінії електропередачі;
- 2) питомого індуктивного опору проводів лінії електропередачі;

- 3) питомого повного опору проводів лінії електропередачі;
- 4) допустимого механічного навантаження на провід.

20. Кабельна ЛЕП відрізняється від повітряної лінії:

- 1) більшим ємнісним струмом і генерованою реактивною потужністю;
- 2) меншим ємнісним струмом і генерованою реактивною потужністю;
- 3) схемою заміщення;
- 4) кількістю фаз.

21. Герметична оболонка кабелю (свинцева або алюмінієва) дозволяє прокладати його:

- 1) тільки на повітрі;
- 2) на повітрі, в землі та у воді;
- 3) тільки в спеціальних каналах;
- 5) тільки в землі.

22. Коронний розряд на проводах лінії електропередачі призводить:

- 1) до втрат електроенергії;
- 2) до зниження напруги;
- 3) до підвищення напруги;
- 4) до зниження частоти струму.

23. В електричній мережі застосовується дугогасильний реактор:

- 1) для компенсації реактивної потужності;
- 2) для зменшення струмів короткого замикання;
- 3) для регулювання напруги;
- 4) для компенсації струмів замикання на землю.

24. Режим ізольованої нейтралі дає змогу:

- 1) не відключати лінію під час замикання на землю;
- 2) регулювати лінійні напруги;
- 3) зменшити втрати напруги в лінії;
- 4) зменшити втрати електроенергії в лінії.

25. Повторне заземлення виконується в мережах напругою:

- 1) 35 кВ; 2) 10 кВ; 3) 0,38 кВ; 4) 6 кВ.

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

1. Під час розрахунку втрат електричної енергії в лінії електропередачі використовується:

- 1) закон Фарадея;
- 2) закон Джоуля-Ленца;
- 3) закон Ома;
- 4) закон Кірхгофа.

2. Втратам активної потужності в сталі трансформатора від струму намагнічування відповідає:

- 1) реактивна провідність трансформатора;
- 2) номінальна потужність трансформатора;
- 3) навантаження трансформатора;
- 4) активна провідність трансформатора.

3. Виразом $\frac{I_{xx\%} \cdot S_{ном}}{100}$ визначаються:

- 1) втрати реактивної потужності неробочого ходу;
- 2) втрати реактивної потужності короткого замикання;
- 3) втрати активної потужності неробочого ходу;
- 4) втрати активної потужності короткого замикання.

4. Згідно із ПУЕ за економічною густиною струму розраховують:

- 1) лінії напругою до 1000 В, у яких $T < 4000 \dots 5000$ годин;
- 2) лінії, які розраховуються за допустимою втратою напруги;
- 3) лінії тимчасових будівель;
- 4) лінії напругою 35-220 кВ.

5. Відношення розрахункового навантаження групи електроприймачів до суми їх максимальних навантажень це:

- 1) коефіцієнт одночасності;
- 2) коефіцієнт максимуму навантажень;
- 3) коефіцієнт завантаження;
- 4) коефіцієнт потужності.

6. Коефіцієнт завантаження силового трансформатора марки ТМ-250 за розрахункового навантаження 200 кВА:

- 1) 0,4; 2) 0,75; 3) 0,6; 4) 0,8.

7. Час використання максимуму навантаження T характеризує:

- 1) умовний час, який необхідний для того щоб вся річна енергія була передана лінією за незмінної максимальної потужності;
2) час, упродовж якого мережі працюють з максимальним навантаженням;
3) час, упродовж якого мережі працюють із номінальним навантаженням;
4) умовний час, за який максимальний струм навантаження, протікаючи лінією створив би втрати енергії, які дорівнюють дійсним втратам енергії за рік.

8. Вираз $\sqrt{\frac{P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$ використовується для визначення:

- 1) коефіцієнта одночасності;
2) розрахункового навантаження за добовими графіками навантаження;
3) коефіцієнта максимуму навантажень;
4) коефіцієнта завантаження.

9. Очікувані результати заміни недовантажених трансформаторів:

- 1) регулювання напруги в мережі;
2) підвищення надійності електропостачання;
3) зниження втрат електроенергії в мережі;
4) зменшення несиметрії навантаження.

10. При розрахунку втрат енергії використовується:

- 1) закон Ома;
2) закон Джоуля-Ленца;
3) закон Фарадея;
4) закони Кірхгофа.

11. Вибір перерізу проводів виконують за умови економічної густини струму в лініях напругою:

- 1) 0,4 кВ;
2) 10 кВ;
3) 35 кВ;
4) 500 кВ і вище.

12. Втрати електроенергії в силовому трифазному трансформаторі визначаються за формулою:

$$1) \Delta W = \Delta P_{н.х.} \cdot 8760 + \Delta P_{к.з.} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau ;$$

$$2) \Delta W = \Delta P_{н.х.} \cdot \tau + \Delta P_{к.з.} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot T_B ;$$

$$3) \Delta W = \Delta P_{н.х.} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot T_B + \Delta P_{к.з.} \cdot \tau ;$$

$$4) \Delta W = \Delta P_{н.х.} \cdot \tau^2 + \Delta P_{к.з.} \cdot T_{\max}^2$$

13. Критерієм вибору проводів ліній електропередачі за економічними інтервалами навантажень є:

- 1) струм у проводах лінії електропередачі;
- 2) втрата напруги в лінії електропередачі;
- 3) температура нагрівання проводів ЛЕП;
- 4) приведені затрати на спорудження ЛЕП.

14. Річні втрати електроенергії в повітряних лініях визначаються за виразом:

$$1) \Delta W = 3r \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau ;$$

$$2) \Delta W = \Delta P_{MH} \left(\frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 \tau + \Delta P_X \cdot 8760 ;$$

$$3) \Delta W = 3r_{mp} \cdot I_{\max mp}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 .$$

$$4) W = \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot I \cdot t$$

15. Переріз проводів ПЛ 10 кВ вибирається:

- 1) за величиною напруги;
- 2) за величиною навантаження;
- 3) за умови корони;
- 4) за економічною густиною струму.

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

1. Для неізолюваних проводів встановлено максимальну тривало допустиму температуру :

- 1) 45 °C; 2) 70 °C; 3) 40 °C; 4) 85 °C.

2. Для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією встановлено максимальну тривало допустиму температуру:

- 1) 55 °C; 2) 80 °C; 3) 85 °C; 4) 70 °C.

3. Критична температура нагрівання проводу ЛЕП характеризує:

- 1) допустиме електричне навантаження;
- 2) втрати електроенергії;
- 3) стрілу провисання;
- 4) втрати напруги.

4. Критична температура нагрівання проводу в приміщенні характеризує:

- 1) допустиму напругу;
- 2) втрати електроенергії;
- 3) стрілу провисання;
- 4) умови пожежної безпеки.

5. Автоматичні вимикачі із тепловим розчіплювачем за умовами чутливості перевіряють за співвідношенням:

$$1) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.т.р.}} \geq 3; \quad 2) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.т.р.}} \leq 3; \quad 3) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \geq 1,25; \quad 4) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \geq 1,4.$$

6. Автоматичні вимикачі із електромагнітним розчіплювачем за умовами чутливості перевіряють за співвідношенням:

$$1) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.т.р.}} \geq 3; \quad 2) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.т.р.}} \leq 3; \quad 3) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \geq 1,25 \dots 1,4; \quad 4) \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \leq 1,25 \dots 1,4.$$

7. Застосування плавких запобіжників у трифазних електричних мережах обмежене через:

- 1) можливості виникнення неповнофазних режимів роботи обладнання;
- 2) складної конструкції запобіжників;
- 3) відносно високої вартості запобіжників;
- 4) падіння напруги.

8. На час перегорання плавкої вставки запобіжника окрім величини струму к.з. впливає:

- 1) вологість повітря;
- 2) температура навколишнього середовища;
- 3) хімічний склад повітря;
- 4) рівень напруги мережі.

9. Допустима температура нагрівання проводу є критерієм :

- 1) вибору проводів внутрішніх електричних проводок;
- 2) вибору способу прокладання проводів;
- 3) строку служби проводів;
- 4) вибору параметрів максимального струмового захисту.

10. Тепловий розчіплювач автоматичного вимикача спрацьовує у разі:

- 1) дистанційного керування вимикачем;
- 2) зниження напруги в мережі;
- 3) підвищення напруги в мережі;
- 4) перевантаження в мережі.

11. Електромагнітний розчіплювач автоматичного вимикача спрацьовує у разі:

- 1) перевантаження в мережі;
- 2) зниження напруги в мережі;
- 3) підвищення напруги в мережі;
- 4) виникнення короткого замикання в мережі.

12. Критерієм вибору проводів внутрішніх електричних проводок є:

- 1) приведені затрати на внутрішні проводки;
- 2) допустима температура нагрівання проводу;
- 3) економічна густина струму в проводах;
- 4) допустима втрата напруги в проводах.

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

1. Під час розрахунку втрат напруги в лінії електропередачі використовується:

- 1) закон Біо-Савара;
- 2) закон Ома;
- 3) закон Джоуля-Ленца;
- 4) перший закон Кірхгофа.

2. Падіння напруги – це:

- 1) геометрична різниця між напругою на початку та кінці лінії;
- 2) алгебраїчна різниця між напругою на початку та кінці лінії;
- 3) алгебраїчна різниця між номінальною напругою та фактичним значенням на затискачах споживача;
- 4) геометрична різниця між номінальною напругою та фактичним значенням на затискачах споживача.

3. Відхилення напруги в електричній мережі – це:

- 1) різниця між напругою окремих фаз трифазної мережі;
- 2) різниця між напругою на початку і в кінці лінії електропередачі;
- 3) різниця між номінальним і фактичним значеннями напруги в точці мережі;
- 4) напруга між фазним і нульовим проводом трифазної чотирипровідної мережі.

4. При розрахунку втрат напруги використовується:

- 1) закон Ома;
- 2) закон Джоуля-Ленца;
- 3) закон Фарадея;
- 4) закони Кірхгофа.

5. Алгебраїчна різниця між дійсною напругою, що подається до певної точки електромережі, і номінальною напругою називається:

- 1) відхиленням напруги;
- 2) спадом напруги;
- 3) коливанням напруги;
- 4) втратою напруги.

6. Поздовжня складова падіння напруги в лінії визначається за формулою:

$$\begin{aligned} 1) \Delta U &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}; & 2) \Delta U &= \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}; \\ 3) \Delta U &= U_1 - U_2; & 3) \Delta U &= \sqrt{\Delta U_{noz}^2 + \Delta U_{non}^2}. \end{aligned}$$

7. Допустиму втрату напруги в електричній мережі можна змінити:

- 1) висотою підвішування проводів;
- 2) вибором регульованих надбавок силових трансформаторів підстанцій;
- 3) зміною електричного навантаження мережі;
- 4) регулюванням графіка навантаження мережі.

8. Лінійна втрата напруги в лінії електропередачі визначається за формулою:

$$\begin{aligned} 1) \Delta U &= I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi; \\ 2) \Delta U &= \sqrt{3} (I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi); \\ 3) \Delta U &= I \cdot r_0 \cdot l \cdot \cos \varphi + I \cdot x_0 \cdot l \cdot \sin \varphi; \\ 4) U_{\phi 2} &= \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \end{aligned}$$

9. За формулою $F = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=n}^2 l_{i-n}}{\gamma \cdot \Delta U_a}$ здійснюється розрахунок перерізу проводів ЛЕП:

- 1) за допустимою втратою напруги за постійного перерізу проводів і навантаженні;
- 2) за економічними інтервалами потужності;
- 3) за економічними інтервалами струмів;
- 4) з двостороннім живленням.

10. Втрата напруги в мережі це:

- 1) алгебраїчна різниця між номінальною та фактичною напругою;
- 2) алгебраїчна різниця між напругою на початку та кінці лінії;
- 3) геометрична різниця між вектором напруги на початку та кінці лінії.
- 4) алгебраїчна різниця між номінальною напругою та напругою в кінці лінії.

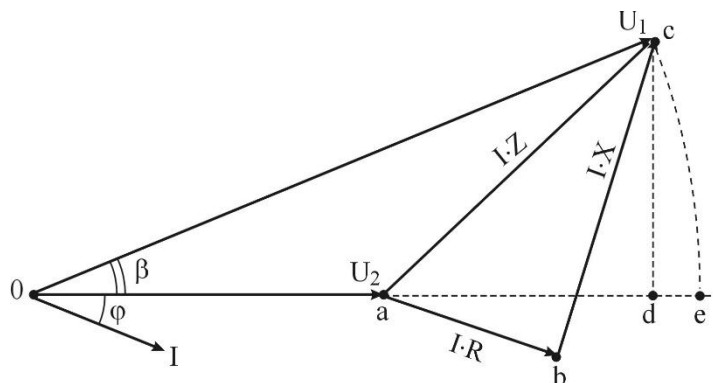
11. Лінійна втрата напруги на i-n-ділянці лінії електропередачі визначається за формулою:

- 1) $\Delta U_{i-n} = I_{i-n} \cdot r_{i-n} \cdot \cos \phi_{i-n} + I_{i-n} \cdot x_{i-n} \cdot \sin \phi_{i-n}$;
- 2) $\Delta U_{i-n} = \sqrt{3} \cdot (I_{i-n} \cdot r_{i-n} \cdot \cos \phi_{i-n} + I_{i-n} \cdot x_{i-n} \cdot \sin \phi_{i-n})$;
- 3) $\Delta U_{i-n} = I_{i-n} \cdot r_{0i-n} \cdot l_{i-n} \cdot \cos \phi_{i-n} + I_{i-n} \cdot x_{0i-n} \cdot l_{i-n} \cdot \sin \phi_{i-n}$;
- 4) $\Delta U_{i-n} = 3 \cdot (I_{i-n} \cdot r_{i-n} \cdot \cos \phi_{i-n} + I_{i-n} \cdot x_{i-n} \cdot \sin \phi_{i-n})$;

12. Фактичну втрату напруги в електричній мережі можна зменшити шляхом:

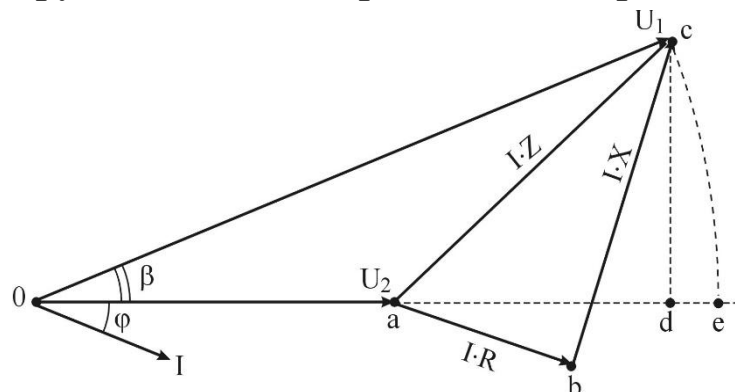
- збільшенням перерізу проводів ліній електропередачі;
- регулюванням напруги на шинах підстанцій;
- регулюванням частоти струму в електричній мережі;
- збільшенням величини струму навантаження.

13. Напруга на початку лінії на зображеній векторній діаграмі – це:



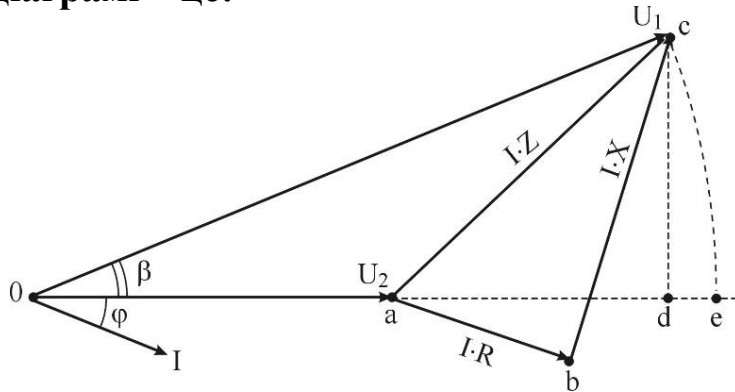
- 1) вектор «ас»;
- 2) відрізок «ad»;
- 3) відрізок «ae»;
- 4) вектор «ос».

14. Падіння напруги в лінії на зображеній векторній діаграмі – це:



- 1) вектор «ас»;
- 2) відрізок «ad»;
- 3) відрізок «ae»;
- 4) вектор «ос».

15. Поздовжня складова падіння напруги в лінії на зображеній векторній діаграмі – це:



- 1) вектор «ас»; 2) відрізок «ad»; 3) відрізок «ae»; 4) вектор «ос».

16. Розрахунок перерізу проводів ЛЕП за допустимою втратою напруги за постійного перерізу проводів здійснюється за формулою:

1) $\frac{I}{j}$; 2) $\frac{1}{\gamma \cdot F}$; 3) $\frac{\sum P_{i-n} \cdot l_{i-n}}{\gamma \cdot U_n \cdot \Delta U_a}$; 4) $\frac{S}{I^2}$;

17. Для підвищення cosφ навантаження електромережі необхідно:

- 1) збільшити переріз проводів лінії;
- 2) зменшити реактивне навантаження мережі;
- 3) збільшити робочу напругу мережі;
- 4) зменшити робочу напругу мережі.

18. Вираз $\frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}Z_{AB}} + \frac{\sum i_k \cdot Z_{k-A}}{Z_{AB}}$ визначає:

- 1) струм джерела В лінії з двостороннім живленням;
- 2) сумарний струм обох джерел лінії з двостороннім живленням;
- 3) зрівнювальний струм лінії з двостороннім живленням;
- 4) активну потужність обох джерел.

19. Падіння напруги в лінії це:

- 1) алгебраїчна різниця між номінальною та фактичною напругою;
- 2) алгебраїчна різниця між напругою на початку та кінці лінії;
- 3) геометрична різниця між векторами напруги на початку та кінці лінії;
- 4) алгебраїчна різниця між номінальною напругою та напругою в кінці лінії.

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1. З ростом навантаження підстанції напругу збільшують, а у періоди зниження навантаження – зменшують:

- 1) за зустрічного регулювання напруги;
- 2) за погоджувального регулювання напруги;
- 3) за стабілізації напруги;
- 4) за форсування збудження.

2. Допустиму втрату напруги в електричній мережі визначають для:

- 1) розрахунку релейного захисту;
- 2) розрахунку потужності трансформаторних підстанцій;
- 3) вибору комутаційних апаратів;
- 4) вибору та перевірки перерізу проводів.

3. Для забезпечення компенсацій втрат напруги в лінії номінальну напругу генераторів приймають:

- 1) на 5% вищою від номінальної напруги електричної мережі;
- 2) на 15% вищою від номінальної напруги електричної мережі;
- 3) рівною номінальній напрузі електричної мережі;
- 4) на 5% нижчою від номінальної напруги електричної мережі.

4. Компенсація індуктивної складової електроенергії виконується за допомогою пристрою:

- 1) конденсатора; 2) резистора; 3) реактора; 4) котушки індуктивності.

5. Повздовжня ємнісна компенсація (ПЄК) в електромережі є засобом:

- 1) зниження втрат активної потужності в мережі;
- 2) регулювання напруги в електричній мережі;
- 3) регулювання частоти трифазного змінного струму в мережі;
- 4) підвищення напруги до місця встановлення ПЄК.

6. Очікувані результати повздовжньої ємнісної компенсації – це:

- 1) регулювання напруги в мережі;
- 2) підвищення надійності електропостачання;
- 3) зниження експлуатаційних витрат мережі;
- 4) зменшення електромагнітного поля навколо лінії.

7. Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають:

- 1) таблицю відхилень та втрат напруги;
- 2) таблицю економічних інтервалів навантаження;
- 3) таблицю допустимих механічних навантажень на проводи;
- 4) таблицю економічних показників.

8. Для підвищення коефіцієнта потужності навантаження ($\cos\phi$) електромережі необхідно:

- 1) збільшити переріз проводів лінії;
- 2) зменшити індуктивне навантаження споживачів;
- 3) підвищити робочу напругу мережі;
- 4) збільшити індуктивне навантаження споживачів.

9. Коли фактична втрата напруги в мережі перевищує допустиму, то:

- 1) відхилення напруги у віддалених споживачів мережі перевищує допустиме значення +10%;
- 2) відхилення напруги у віддалених споживачів мережі перевищує допустиме значення +2,5%;
- 3) відхилення напруги у віддалених споживачів мережі перевищує допустиме значення -10%;
- 4) частота мережі виходить за допустимі межі.

10. Регулювання напруги під навантаженням відбувається за допомогою:

- 1) РПН;
- 2) ПБЗ;
- 3) АЧР;
- 4) АПВ.

11. Перемикач напруги типу РПН силових трансформаторів 35/10 кВ і типу ПБЗ трансформаторів 10/0,4 кВ встановлюють:

- 1) в обмотку нижчої напруги;
- 2) в обмотку вищої напруги;
- 3) в додаткову обмотку;
- 1) в нейтраль трансформатора.

12. Допустиму втрату напруги в мережі 380 В визначають у режимі:

- 1) максимального навантаження;
- 2) мінімального навантаження;
- 3) середнього навантаження;
- 4) базового навантаження.

13. Сумарна допустима втрата напруги в ПЛ 10 і 0,38 кВ для віддаленої ТП становить:

Елемент мережі		Віддалена ТП	
		100 %	25 %
1) 10%;	Шини 10 кВ РТП	+4	+1
	Лінія 10 кВ		-2,0
2) 8%;	ТП10/0,4 кВ	- постійна надбавка	+5
		- регул. надбавка	0
3) 5%;		- втрати напруги	-1
4) 6%.	Шини 0,38 кВ КТП		+3
	Лінія 0,38 кВ		0
	Споживач		+3
	Допустиме відхилення напруги у споживача	-5	+5

14. Сумарна допустима втрата напруги в лініях напругою 10 і 0,38 кВ віддаленої ТП становить:

Елемент мережі		Віддалена ТП		
		100 %	25 %	
1) 8%;	Шини 10 кВ РТП		+2	-1
	Лінія 10 кВ			-1,5
2) 10,5%;	ТП10/0,4 кВ:	– постійна надбавка	+5	+5
		– регул. надбавка	+2,5	+2,5
3) 12%;		– втрати напруги	-4	-1
	Лінія 0,38 кВ			0
4) 14 %.	Споживач			+4
	Допустиме відхилення напруги у споживача		-5	+5

15. Пристрій ПБЗ призначений для:

- 1) ручного регулювання струму збудження генераторів ДЕС;
- 2) автоматичного регулювання напруги на трансформаторній підстанції;
- 3) автоматичного включення електроустановки після її відключення релейним захистом;
- 4) ручного регулювання напруги на трансформаторній підстанції.

16. Компенсація спаду напруги на індуктивному опорі лінії виконується за допомогою:

- 1) дугогасильного реактора;
- 2) резистора;
- 3) конденсатора;
- 4) термістора.

17. Пристрій РПН призначений для:

- 1) автоматичного регулювання напруги під навантаженням на ТП;
- 2) регулювання параметрів несиметрії;
- 3) регулювання параметрів навантаження;
- 4) регулювання частоти.

18. Вимоги стандарту щодо допустимого значення відхилення напруги відносяться до точки мережі:

- 1) затискачі електроприймача;
- 2) ввід до приміщення електроспоживача;
- 3) вихід із лічильника активної енергії;
- 4) шини 0,4 кВ підстанції.

19. Збільшення допустимої втрати напруги в лінії дає змогу:

- 1) зменшити втрати електроенергії;
- 2) зменшити перерізи проводів;
- 3) зменшити потужність споживчих трансформаторів;
- 4) збільшити перерізи проводів.

20. Перемикач напруги без збудження трансформатора встановлюють:

- 1) в обмотку нижчої напруги;
- 2) в обмотку вищої напруги;
- 3) в додаткову обмотку;
- 4) в обидві обмотки трансформатора.

21. Для зниження індуктивного опору в лініях електропередачі застосовують:

- 1) поздовжню ємнісну компенсацію;
- 2) поперечну ємнісну компенсацію;
- 3) трансформатори з регулюванням під навантаженням;
- 4) вольтододаткові трансформатори.

СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

1. Симетричними називаються такі види короткого замикання у трифазній системі:

- 1) двофазні к.з. на землю;
- 2) трифазні к.з.;
- 3) двофазні і однофазні к.з.;
- 4) однофазні замикання на землю.

2. Несиметричні режими виникають:

- 1) у трифазній системі;
- 2) в однофазній системі;
- 3) у системі постійного струму;
- 4) у двофазній системі.

3. До найбільшої взаємодії між струмовідними частинами призводить:

- 1) трифазне коротке замикання;
- 2) двофазне коротке замикання;
- 3) двофазне на землю коротке замикання;
- 4) однофазне коротке замикання.

4. Трифазні короткі замикання та однофазні замикання на землю можливі в мережах з напругою:

- 1) 110 кВ;
- 2) 10 кВ;
- 3) 0,38 кВ;
- 4) 0,22 кВ.

5. Надійність захисту від струмів короткого замикання в мережі 380/220 В перевіряється за:

- 1) режимом номінальної напруги;
- 2) режимом максимальної напруги;
- 3) режимом мінімальної напруги;
- 4) режимом мінімального струму короткого замикання.

6. Формула для визначення активного опору силового трансформатора у відносних одиницях:

$$1) r = \frac{\Delta P_K}{S_H}; \quad 2) x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_H};$$

$$3) r = r_0 \cdot l; \quad 4) x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_H}\right)^2};$$

7. При замиканні фази на землю в мережі 10 кВ спрацьовує:

- 1) сигналізація і лінія не відключається захистом;
- 2) захист мінімальної напруги;
- 3) максимальний струмовий захист лінії;
- 4) спрацьовує струмова відсічка лінії.

8. В інженерних розрахунках зовнішній питомий індуктивний опір петлі фаза-нуль приймають:

- 1) 0,1 Ом/км;
- 2) 0,6 Ом/км;
- 3) 1 Ом/км;
- 4) 5 Ом/км.

9. При визначенні еквівалентного опору кола короткого замикання в іменованих (практичних) одиницях опори всіх елементів мережі:

- 1) приводять до базисної напруги;
- 2) визначають у відносних одиницях;
- 3) приводять до базисної потужності;
- 4) приводять до фазної напруги.

10. При замиканні фази на землю в мережі 10 кВ:

- 1) спрацьовує сигналізація і лінія відключається захистом;
- 2) спрацьовує сигналізація і лінія не відключається захистом;
- 3) спрацьовує захист мінімальної напруги;
- 4) спрацьовує максимальний струмовий захист лінії.

11. В мережах з ізольованою нейтраллю напругою 6...35 кВ можливе виникнення таких видів коротких замикань:

- 1) тільки трифазних;
- 2) трифазних та двофазних;
- 3) двофазних та однофазних;
- 4) трифазних, двофазних та однофазних.

12. Мінімальні значення струмів короткого замикання в мережі розраховують для:

- 1) вибору електричних апаратів;
- 2) перевірки апаратів на термічну та динамічну стійкість;
- 3) вибору силових трансформаторів підстанції;
- 4) перевірки на надійність роботи (чутливість) апаратів захисту та пристроїв релейного захисту.

13. Трифазні і однофазні короткі замикання можливі в мережах напруги:

- 1) 110 кВ;
- 2) 10 кВ;
- 3) 35 кВ;
- 4) 20 кВ.

14. Для зменшення негативних наслідків однофазних замикань на землю у мережах з ізольованою нейтраллю:

- 1) нейтраль заземлюють через індуктивний опір;
- 2) нейтраль заземлюють через ємнісний опір;
- 3) використовується поздовжня ємнісна компенсація;
- 4) використовується поперечна ємнісна компенсація.

15. Компенсація струмів замикання на землю виконується за допомогою:

- 1) індуктивної регульованої котушки;
- 2) конденсатора;
- 3) резистора;
- 4) ВЧ загороджувача.

16. Однофазні замикання на землю не є короткими в мережах напруги:

- 1) 330 кВ;
- 2) 110 кВ;
- 3) 10 кВ;
- 4) 0,38 кВ.

17. Під час розрахунку струмів к.з. опір системи електропостачання в іменованих одиницях визначають за виразом:

$$\begin{array}{ll} 1) X_{(c)} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{к.с.}}; & 2) X_{(c)} = X_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н2}}; \\ 3) X_{(c)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}; & 4) X_{(c)} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с.}^{(3)}}; \end{array}$$

18. Особливості визначення струмів короткого замикання в електричних мережах напругою до 1000 В – це:

- 1) врахування активних та індуктивних опорів елементів електропередавання;
- 2) приведення опорів усіх елементів до базової напруги;
- 3) використання в розрахунках середнього значення напруги;
- 4) нехтування активними опорами силових трансформаторів.

19. У разі замикання однієї фази на землю в мережі з ізольованою нейтраллю фазна напруга непошкоджених фаз:

- 1) збільшується в два рази;
- 2) збільшується в три рази;
- 3) збільшується в $\sqrt{3}$;
- 4) зменшується в $\sqrt{3}$.

20. Реактори призначаються для:

- 1) підвищення надійності роботи апаратури РП;
- 2) регулювання навантаження;
- 3) обмеження струмів короткого замикання;
- 4) компенсації індуктивних струмів.

21. Струм однофазного короткого замикання в чотирипровідній мережі 0,38 кВ, трансформатор 10/0,4 кВ якої має схему з'єднання вторинної обмотки «зірка-зірка нуль», визначається за формулою:

$$1) I^{(I)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_m}{3} + Z_{\phi-o}};$$

$$2) I^{(I)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}};$$

$$3) I^{(I)} = \frac{U_o}{2 \cdot Z_{K3}};$$

$$4) I^{(1)} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} U_{\phi}}.$$

22. Напруга короткого замикання трансформатора (u_k) характеризує:

- 1) внутрішній опір трансформатора;
- 2) електричну міцність ізоляції обмоток трансформатора;
- 3) коефіцієнт трансформації;
- 4) втрати потужності в обмотках.

23. Активний опір силових трансформаторів визначається за формулою:

$$1) r_m = \frac{\Delta P_K \cdot I_H^2}{S_H^2};$$

$$2) r_m = \frac{\Delta U_K^2 I_H \cdot U_H^2}{S_H^2};$$

$$3) r_m = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2};$$

$$4) r_{(\bar{o})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{сн}} \right)^2.$$

24. Виразом $I_{к.з.}^2 \cdot [t_k + T_a]$ визначається:

- 1) сила дії від струму к.з. на шину середньої фази розподільного пристрою;
- 2) тепловий імпульс від повного струму короткого замикання;
- 3) кількість теплоти, що виділяється в провіднику від струму к.з.;
- 4) допустимий за струмом короткого замикання переріз провідника.

25. Струми однофазного замикання на землю в повітряній лінії мережі з ізольованою нейтраллю визначаються за формулою:

$$1) I_{33} = \frac{U_{\phi} L_{\Sigma}}{350};$$

$$2) I_{33} = \frac{U_{\phi} L_{\Sigma}}{350};$$

$$3) I_{33} = \frac{U_{\phi} L_i}{750};$$

$$4) I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z^{(1)}_T / 3 + Z_{\Pi}};$$

26. Струм однофазного к.з. в мережі 0,38 кВ визначають за формулою:

$$1) I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z^{(1)}_T / 3 + Z_{\Pi}};$$

$$2) I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z^{(1)}_T + Z_{\Pi}};$$

$$3) I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z^{(1)}_T};$$

$$4) I_{33} = \frac{U_{\phi} L_{\Sigma}}{350}.$$

27. Співвідношення величин струмів дво- та трифазного короткого замикання:

$$1) \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$$2) 1,0;$$

$$3) \frac{\sqrt{2}}{2};$$

$$4) \frac{1}{\sqrt{3}}.$$

Навчальне видання

Коваленко Олександр Іванович

Коваленко Любов Рафаїлівна

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ПРАКТИКУМ

Формат 60×84
Ум. друк. арк. 7,9