

МЕХАНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра автоматизованих систем електричного транспорту

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання контрольної роботи з дисципліни

***«ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ ТА
МЕТРОПОЛІТЕНІВ»***

Харків - 2014

Методичні вказівки розглянуто та рекомендовано до друку на засіданні кафедри автоматизованих систем

електричного транспорту 28 травня 2012 р., протокол № 9.

Рекомендуються для студентів спеціальності "Електричні системи та комплекси транспортних засобів" усіх форм навчання.

Укладачі:

доц. О.Д. Супрун,
асист. Ю.О. Семененко

Рецензент
доц. О.С. Крашенінін

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання контрольної роботи з дисципліни

*«ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ ТА
МЕТРОПОЛІТЕНІВ»*

Відповідальний за випуск Семененко Ю.О.

Редактор Буранова Н.В.

Підписано до друку 10.10.12 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк.арк. 1,0. Тираж 50. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Українська державна академія залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейербаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 2874 від 12.06.2007 р.

ЗМІСТ

1 Загальні вказівки.....	4
2 Розрахункове завдання 1.....	5
2.1 Постановка завдання 1.....	5
2.2 Вказівки до виконання контрольного завдання 1.....	8
2.2.1 Вибір перерізу проводів повітряної лінії 380 В.....	8
2.2.2 Вибір потужності трансформаторів ТП.....	12
2.2.3 Розрахунок і вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі напругою 10 кВ.....	13
3 Розрахункове завдання 2.....	23
3.1 Постановка завдання 2.....	23
3.2 Вказівки до виконання контрольного завдання 2.....	24
3.2.1 Розрахунок двообмоткового трансформатора.....	24
3.2.2 Розрахунок триобмоткового трансформатора і автотрансформатора.....	29
4 Розрахункове завдання 3.....	32
4.1 Обсяг завдання 3.....	32
4.2 Вихідні дані завдання 3.....	32
Список літератури.....	34
Додаток А.....	35

1 ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ

У курсі “Електропостачання залізниць та метрополітенів” вивчаються будова, основи техніко-економічних і електричних розрахунків систем тягового електропостачання та пристроїв електропостачання нетягових залізничних споживачів, принципи їхньої побудови і проектування, використання при розрахунках на персональних комп’ютерах, наводяться дані про роботу електричних систем.

Мета викладання дисципліни – надати студентам міцні знання основних принципів, на яких ґрунтується розвиток електричних систем; формування уявлень про основні проблеми електроенергетики і способи їхнього вирішення.

Завдання вивчення дисципліни: формування у студентів на стадії підготовки бакалаврів системи базових знань про методологічні основи аналізу режимів і проектування систем електропостачання залізниць та метрополітенів, закріплення теоретичних знань і вироблення навичок їхнього застосування при виконанні розрахунків з цієї дисципліни й у забезпечуваних курсах, а також у практичній інженерній діяльності.

Для студентів заочної форми навчання передбачені такі форми вивчення матеріалу з курсу: лекції, практичні заняття, лабораторні роботи, виконання розрахункових завдань, а також самостійна робота над літературою і виконанням завдань.

Відповідно до навчального плану для вивчення курсу відводяться два семестри. Для закріплення теоретичних знань і вироблення навичок їхнього застосування студенти повинні виконати розрахункові завдання.

Ці вказівки призначені для надання студентам методичної допомоги при роботі над розрахунковими завданнями.

Вирішення розрахункових завдань має супроводжуватися короткими поясненнями, рисунками і посиланнями на використання літературних джерел. Завдання рекомендується виконувати в послідовності поставлених питань. Роботу оформити на аркушах формату А4 з титульним аркушем.

2 РОЗРАХУНКОВЕ ЗАВДАННЯ 1

2.1 Постановка завдання 1

На рисунку 2.1 наведена петльова схема високовольтної розподільної мережі 10 кВ нетягових залізничних споживачів залізничної станції, яка побудована кабельними лініями з алюмінієвими жилами для живлення трансформаторних підстанцій (ТП) : мережних МП1, МП2 та цехових ТП3, ТП4. До шин ТП3 підключена повітряна лінія (ПЛ) низьковольтної розподільної мережі 380 В, виконана із застосуванням алюмінієвих проводів.

Активні навантаження ТП зі сторони нижчої напруги (НН) трансформаторів, навантаження ПЛ 380 В, довжина ділянок ліній, а також інші необхідні для розрахунків дані наведені в таблиці 2.1.

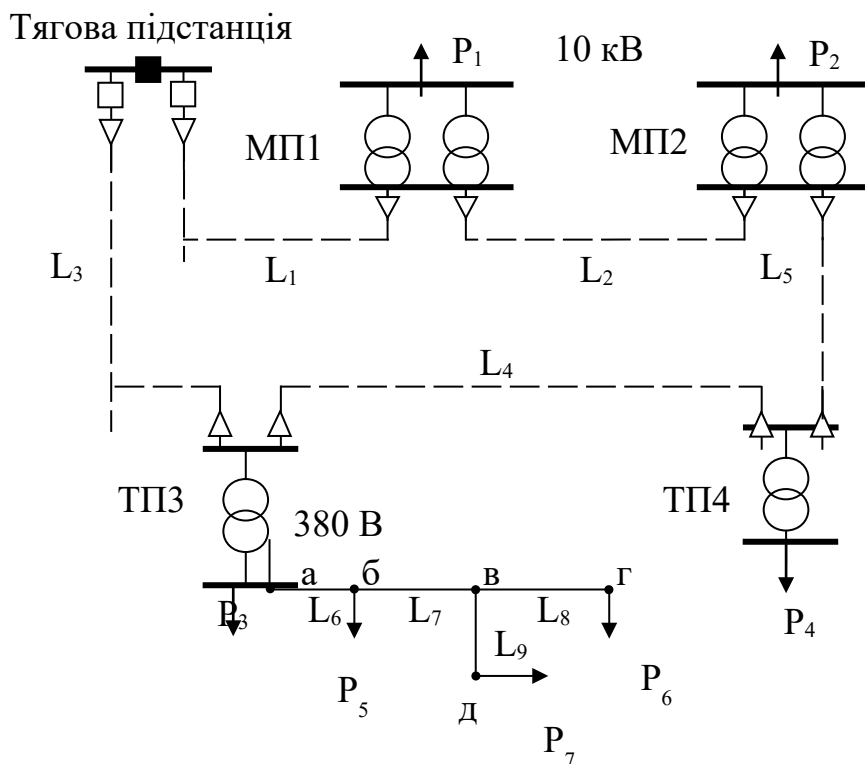


Рисунок 2.1 – Схема розподільної мережі нетягових споживачів 10 кВ і повітряних ліній 380 В

Коефіцієнт потужності навантажень МП1, МП2 і ТП3, ТП4 $\cos \varphi = 0,95$, а навантаження ПЛ $\cos \varphi = 1,0$. Припустима втрата напруги в повітряній лінії 380 В відповідно $\Delta U_{\text{прин}} = 4 \%$.

При виконанні завдання потрібно:

1) визначити перерізи фазних проводів магістральної частини і відгалуження ПЛ 380 В; перерізи магістралі слід вибирати з урахуванням додаткових економічних факторів, які визначені завданням;

2) вибрати потужність трансформаторів мережних МП і цехових ТП;

3) привести навантаження МП і ТП до сторони високої напруги (ВН) трансформаторів;

4) визначити перерізи жил кабельної мережі 10 кВ.

Варіант вихідних даних приймають з таблиці 2.1 за **останньою цифрою** номера залікової книжки. Вихідні дані обчислюють шляхом множення довжин L'_i і потужностей P'_i , прийнятих з таблиці 2.1, на коригувальні коефіцієнти:

для довжини лінії: $L_i = K_L \cdot L'_i$;

для потужності навантаження: $P_i = K_P \cdot P'_i$.

Варіант коригувальних коефіцієнтів K_L і K_P приймають з таблиці 2.2 за **передостанньою цифрою** номера залікової книжки.

Таблиця 2.2 – Коригувальні коефіцієнти до вихідних даних

Передостання цифра номера залікової книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коригувальний коефіцієнт довжини ліній, K_L	1	1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Коригувальний коефіцієнт потужності навантаження, K_P	1	0,8 5	0,7	1	0,8 5	0,7	1	0,7	0,8 5	0,7

2.2 Вказівки до виконання контрольного завдання 1

2.2.1 Вибір перерізу проводів повітряної лінії 380 В

При розрахунку ПЛ розподільної мережі 380 В треба врахувати, що вона виконується алюмінієвими проводами таких марок і перерізів: А16, А25, А35, А50, А70.

Як критерій вибору перерізу проводів для ліній розподільної низьковольтної мережі використовують припустиму втрату напруги в мережі:

$$\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{\text{прип}}, \quad (2.1)$$

де ΔU_{\max} – втрата напруги до найбільш електрично віддаленої точки.

Залежно від завдання переріз проводів магістральної частини лінії розраховують з урахуванням одного з таких додаткових економічних факторів: забезпечення мінімуму витрати провідникового матеріалу, забезпечення мінімальних втрат потужності чи забезпечення однакового перерізу проводів на ділянках лінії.

Для освоєння методів розрахунку мереж за втратою напруги рекомендується додатково вивчити [1, с. 275 – 289; 2, с. 142 – 154; 3, с. 49 – 52].

Порядок розрахунку

1 На схему лінії 380 В наносимо поточкорозподіл (рисунок 2.2).

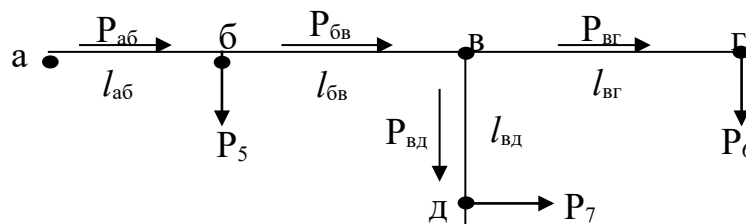


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл у лінії 380 В

$$P_{вг} = P_6;$$

$$P_{вд} = P_7;$$

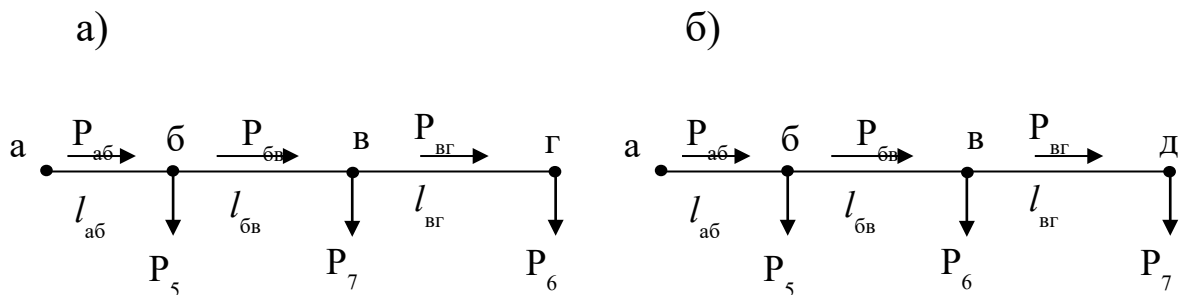
$$P_{бв} = P_{вг} + P_{вд} = P_6 + P_7;$$

$$P_{аб} = P_{бв} + P_5 = P_5 + P_6 + P_7.$$

2 Зображуємо лінію у вигляді магістралі.

Виділяємо магістральну частину лінії. Якщо $P_{вг} \cdot l_{вг} > P_{вд} \cdot l_{вд}$, то магістраллю варто вважати лінію «а-б-в-г», а «в-д» – відгалуженням. Якщо $P_{вг} \cdot l_{вг} < P_{вд} \cdot l_{вд}$, то магістраллю слід вважати лінію «а-б-в-д», а «в-г» – відгалуженням.

Зобразимо схему у вигляді магістральної лінії. Для цього навантаження відгалуження переносимо у вузол «в» (рисунок 2.3).



а – магістраль «а-б-в-г»; б – магістраль «а-б-в-д»

Рисунок 2.3 – Зображення схеми у вигляді магістральної лінії

3 Вибираємо переріз проводів магістральної лінії.

Умова (2.1) може виконуватися при різних наборах перерізів на ділянках магістральної лінії. Набір перерізів ділянок визначається додатковими економічними умовами. Так, для залізничних станцій на перше місце виходить вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу, для промислових мереж залізничних вузлів – зниження втрат потужності:

а) вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу виконується при рівності коефіцієнтів розподілу K_p на кожній ділянці магістральної лінії:

$$K_p = \frac{F_i}{\sqrt{P_i}} = const ,$$

де F_i – переріз і-ї ділянки;
 P_i – потік активної потужності через і-ту ділянку.

Коефіцієнт розподілу визначають за формулою:

$$K_p = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \left(\sqrt{P_i} \cdot l_i \right) , \quad (2.2)$$

де n – кількість ділянок магістральної лінії.

У формулі (2.2) питомий опір $\rho = 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$, припустиму втрату напруги $\Delta U_{\text{прип}}$ і номінальну напругу $U_{\text{ном}}$ слід підставляти у вольтах, довжину і-ї ділянки – у кілометрах, потужність і-ї ділянки – у ватах.

Бажаний переріз і-ї ділянки:

$$F_i = K_p \cdot \sqrt{P_i} ; \quad (2.3)$$

б) вимога зниження втрат потужності (мінімальних втрат) виконується при рівності щільності струму ($J_{\Delta U}$) у всіх ділянках магістральної лінії, що знаходять за формулою:

$$J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{прип}}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (l_i \cdot \cos \varphi_i)} . \quad (2.4)$$

Переріз і-ї ділянки:

$$F_i = \frac{I_i}{J_{\Delta U}} . \quad (2.5)$$

Вибір перерізу за умови зниження втрат потужності застосовують у промислових мережах із $T_{\text{нб}} = 4000-5000$ годин і більше. У цих мережах проводиться також вибір перерізу за економічною щільністю струму $J_{\text{ек}}$ (таблиці А.3). Треба розрахувати економічно вигідний переріз:

$$F_{\text{ек } i} = \frac{I_i}{J_{\text{ек}}}. \quad (2.6)$$

За значеннями F_i (2.5) і $F_{\text{ек } i}$ (2.6) знаходять середню арифметичну величину, яку вважають бажаним перерізом i -ї ділянки.

Отримані з умов мінімальної витрати провідникового матеріалу чи мінімальних втрат потужності бажані перерізи слід округлити до найближчого стандартного. Їх треба перевірити на виконання умови (2.1) для максимальної втрати напруги в мережі, що розраховується за формулою:

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i}. \quad (2.7)$$

У разі невиконання умови (2.1) один з перерізів, який отримано округленням у меншу сторону, треба збільшити на один стандартний ступінь перерізів. Перевірку слід повторити;

в) для умови рівності перерізів на ділянках ($F=\text{const}$) встановлюється граничне значення перерізу:

$$F_{\text{прип}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i. \quad (2.8)$$

Отримане значення округляють у більшу сторону до стандартного найближчого перерізу.

4) Вибираємо переріз проводів відгалуження.

Мінімально припустимий за умовою (2.1) переріз відгалуження знаходять для відгалужень «в-д» чи «в-г» за формулами:

$$F_{\text{прип}}^{\text{вд}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_7 \cdot l_{\text{вд}}; \quad F_{\text{прип}}^{\text{вг}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_6 \cdot l_{\text{вг}}, \quad (2.9)$$

де $\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} = \Delta U_{\text{прип}} - (\Delta U^{\text{аб}} + \Delta U^{\text{бв}})$.

Втрату напруги на ділянках «а-б» і «б-в» знаходять за формулою

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot l_i \cdot \rho}{F_i \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (2.10)$$

Отримане значення перерізу відгалуження округляють до більшого стандартного найближчого значення (але не менше А16).

2.2.2 Вибір потужності трансформаторів ТП

При виборі потужності трансформаторів слід обчислити повне розрахункове навантаження ТП, кВ·А:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\cos \varphi_{\text{ТП}}}, \quad (2.11)$$

де $\cos \varphi_{\text{ТП}} = 0,95$ – коефіцієнт потужності навантаження ТП.

У трансформаторних підстанціях передбачають установку двох трансформаторів. Слід пам'ятати, що при відключенні одного з них другий не повинен перевантажуватися більше ніж на 40 % понад номінальну потужність.

Номінальна потужність трансформаторів ТП 1, ТП2, кВ·А:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{S_{\text{ТП}}}{1,4}. \quad (2.12)$$

Номінальну потужність трансформаторів типу ТМ і ТМН вибирають відповідно до таблиці А.1.

Далі визначають завантаження трансформаторів ТП у нормальному (K_3^H) і трансформаторів ТП у післяаварійному (K_3^A) режимах:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{ТП}}}{n \cdot S_{\text{Т ном}}}; \quad (2.13)$$

$$K_3^A = \frac{S_{\text{ТП}}}{S_{\text{Т ном}}}, \quad (2.14)$$

де n – кількість трансформаторів.

Активне розрахункове навантаження підстанції, приведене до сторони ВН:

$$P_{\text{ТП}}^B = \frac{P_{\text{ТП}}}{\eta_T}, \quad (2.15)$$

де η_T – коефіцієнт корисної дії трансформатора, що враховує втрати активної потужності у трансформаторах, $\eta_T = 0,98$.

Дані про навантаження підстанцій і номінальні потужності трансформаторів вносять у таблицю 2.3.

2.2.3 Розрахунок і вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі напругою 10 кВ

Розподільна лінія 10 кВ – кабельна. Матеріал жил кабелю – алюміній. Кабелі прокладають у земляних траншеях. Схема розподільної лінії (рисунок 2.1) – петльова, для забезпечення резервування живлення кожної ТП.

Особливістю розподільних мереж є їхня експлуатація за розімкнутою схемою. Пояснюється це тим, що електрична

мережа з одностороннім живленням може бути реалізована значно дешевше, ніж із двостороннім живленням. У мережі з одностороннім живленням є можливість встановлювати менше вимикачів і використовувати порівняно простий релейний захист. Крім того, в розімкнутих мережах силове і комутаційне устаткування вибирають більш легким у порівнянні із замкнутими мережами за рахунок зменшення струмів короткого замикання (КЗ).

Таблиця 2.3 – Навантаження ТП і номінальна потужність трансформаторів

Розрахункові дані	Умовні позначення	Підстанція			
		ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4
Навантаження ТП (МП) зі сторони НН, кВт	$P_{\text{ТП}}$				
Повне навантаження ТП (МП) зі сторони НН, кВт·А	$S_{\text{ТП}}$				
Номінальна потужність трансформаторів підстанції, кВт·А	$S_{\text{Т ном}}$				
Завантаження трансформаторів: у нормальному режимі у післяаварійному режимі	$K_3^{\text{Н}}$ $K_3^{\text{А}}$				
Активне навантаження підстанції зі сторони ВН, кВт	$P_{\text{ТП}}^{\text{В}}$				

Петльова схема 10 кВ експлуатується у вигляді двох напівпетель, які отримують шляхом розмикання однієї з ділянок кабельної мережі. Як критерій, за яким визначають ділянку, яку потрібно відключити, приймають мінімум втрат потужності в схемі при нормальній її роботі. Природний поточкорозподіл у замкнутій кабельній мережі збігається з економічним

потокорозподілом, який характеризується мінімальними втратами потужності. З одного боку, петльову схему бажано експлуатувати замкнутою для зниження втрат потужності, з іншого боку, її потрібно розмикати за умовами експлуатації.

Звідки висновок: схему варто розмикати таким чином, щоб потокорозподіл розімкнутої мережі якнайменше відрізнявся від природного потокорозподілу в замкнутій мережі. Це досягається шляхом розмикання мережі в точці потокорозподілу з боку надходження меншої потужності. Для визначення ділянки, яку потрібно відключити, робиться розрахунок потокорозподілу в замкнутій петльовій схемі (рисунки 2.4, а). Розрахунок виконують для навантажень ТП, приведених до сторони ВН трансформаторів (таблиця 2.3).

Розрахунок потокорозподілу в петльовій схемі виконують у такому порядку. Спочатку визначають потужність на одній з головних ділянок, «А-1» чи «В-3», за формулою, що відповідає цій ділянці:

$$P_{A1} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mB}}{l_{AB}}; \quad (2.16)$$

$$P_{B3} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mA}}{l_{AB}}, \quad (2.17)$$

де P_{A1} і P_{B3} – потужність, що протікає на головних ділянках, кВт;
 l_{mA} і l_{mB} – довжина лінії від точки m , в якій включене навантаження P_m , до пункту живлення А і В відповідно;
 l_{AB} – повна довжина петльової лінії, км; $P_m = P_{TP}^B$ – активне навантаження підстанції m на стороні ВН, кВт.

Після визначення потужності, що протікає на головній ділянці, знаходять потужності на інших ділянках петльової лінії за допомогою першого закону Кірхгофа, послідовно застосовуючи його для кожної точки включення навантаження.

Наприклад, якщо розрахунок виконаний за формулою (2.15) для головної ділянки «А-1», то далі роблять такі обчислення:

$$P_{12} = P_{A1} - P_1^B;$$

$$P_{24} = P_{12} - P_2^B < 0;$$

$$P_{43} = P_{24} - P_4^B < 0;$$

$$P_{3B} = P_{43} - P_3^B < 0.$$

Одне із значень потужностей, що протікають по ділянках мережі, обов'язково вийде негативним, наприклад, $P_{24} < 0$. Усі наступні потужності також будуть негативними. Це означає, що встановлено вузол, в який потужність надходить із двох сторін (точка потокорозподілу – ∇), у даному прикладі вузол «2».

Треба виконати перевірку розрахунку потокорозподілу. Для цього, зокрема в розглянутому прикладі, треба розрахувати P_{B3} за формулою (2.16) і переконатися у відповідності значенню, отриманому за балансами у вузлах ($P_{B3} \approx -P_{3B}$).

Вибір перерізів кабелю на ділянках петльової схеми. Перерізи кабелю вибирають за тривалим припустимим струмом у нормальному і післяаварійних режимах з наступною перевіркою за економічною щільністю струму в нормальному режимі і припустимим відхиленням напруги.

Розподіл схеми виконують шляхом відключення лінії, по якій до точки потокорозподілу надходить менша потужність. У розглянутому прикладі, коли точка потокорозподілу міститься у вузлі 2 (рисунок 2.4, а), припустимо, що $P_{12} > P_{42}$. Тоді для постійної експлуатації мережі слід відключити ділянку «2-4» (рисунок 2.4, б). У разі протилежної нерівності ($P_{12} < P_{42}$), відключати треба було б ділянку «1-2». За такою схемою розраховують дві напівпетлі розподільної лінії 10 кВ у нормальному режимі.

У післяаварійних режимах розглядають по черзі два можливі найбільш складні випадки:

1) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення А (рис. 2.4, в);

2) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення В (рисунок 2.4, г).

Розрахунок лінії в післяаварійному режимі ведуть з урахуванням того, що всі підстанції петлі одержують живлення від одного з пунктів (В чи А).

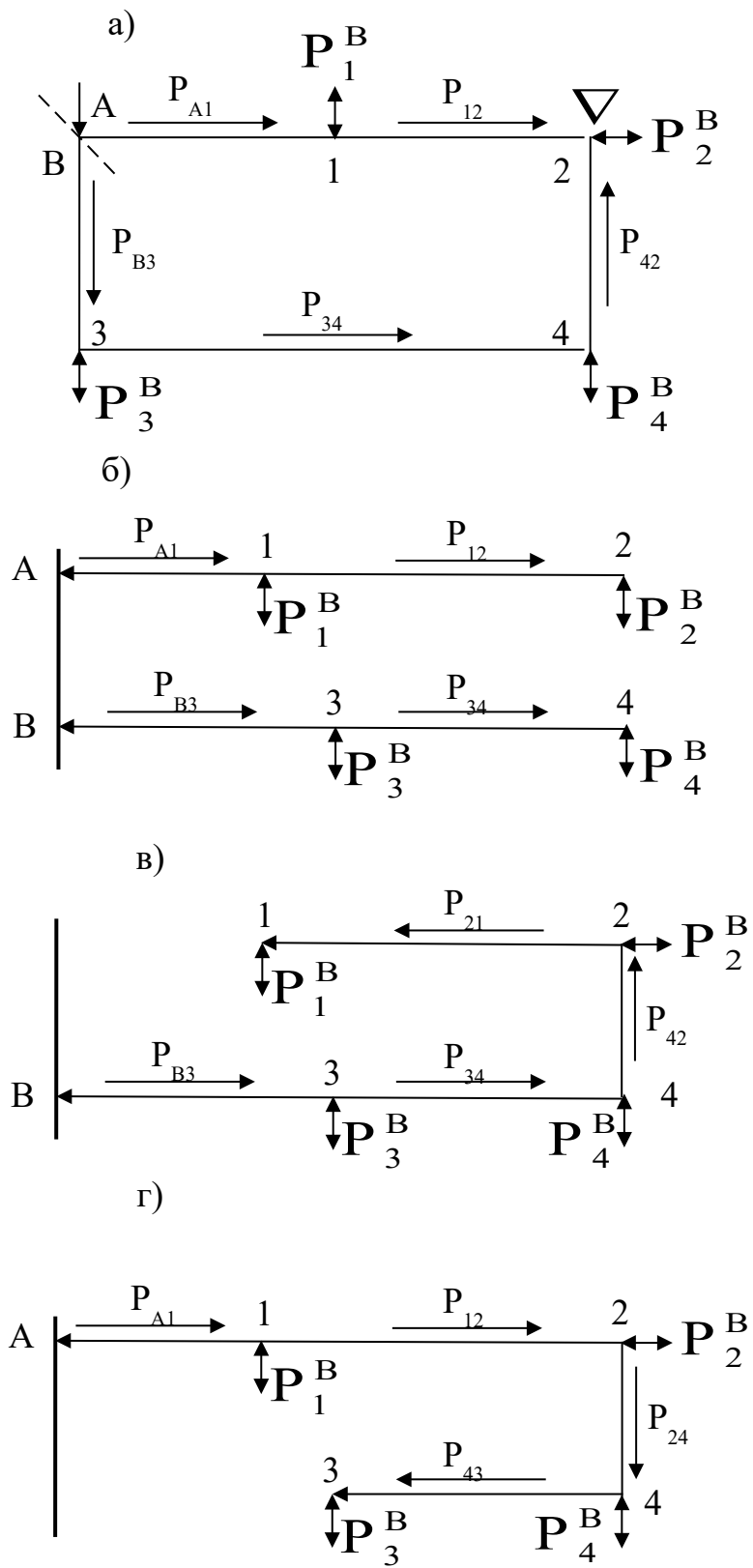


Рисунок 2.4 – Режимы работы петлевой схемы: замкнутый (а); нормальный (б); аварийный А1 (в); аварийный А2 (г)

Порядок розрахунку. У нормальному режимі визначають потоки активної потужності на кожній з ділянок напівпетель мережі P_m^H , починаючи з кінця розімкнутої лінії. Враховують коефіцієнт суміщення розрахункових максимумів активних навантажень підстанцій K_M . Для ділянки m

$$P_m^H = K_M \cdot \sum_1^n P_{ТП}^B, \quad (2.18)$$

де n – кількість ТП (АТП), що одержують живлення через ділянку m .

Рекомендується в розрахунковому завданні для $n = 1$ прийняти

$K_M = 1$; для $n = 2$ – $K_M = 0,85$; для $n \geq 3$ – $K_M = 0,9$.

Для нашого прикладу (рисунок 2.4, б):

$$P_{12} = P_2^B; P_{A1} = 0,85 \cdot (P_1^B + P_2^B);$$

$$P_{34} = P_4^B; P_{B3} = 0,85 \cdot (P_3^B + P_4^B).$$

Потоки потужності наносять на схему мережі і, як усі наступні розрахунки, вносять у таблицю 2.4.

Розраховують струм кожної ділянки « m » мережі, А:

$$I_m^H = \frac{P_m^H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.19)$$

де $U_{ном} = 10$ кВ – номінальна напруга мережі; $\cos \varphi = 0,9$ – середнє значення коефіцієнта потужності навантаження.

Знаходять переріз жили кабелів у нормальному режимі F^H з огляду на таке:

– у міських розподільних мережах 10 кВ переріз кабелів з алюмінієвими жилами при прокладці їх у земляних траншеях слід приймати не менше 35 мм^2 , у кожній лінії допускається не більше трьох різних перерізів;

– довгострокове припустиме струмове навантаження на кабель (див. таблицю А.2) має бути не менше струмового розрахункового навантаження ділянки $I_m^H \leq I_{\text{доп}}^H$;

– переріз жили кабелю, відключеного при розмиканні мережі, слід приймати рівним перерізу жили кабелю тієї суміжної ділянки, на якій переріз менше.

Визначають навантаження кабелю в нормальному режимі на кожній ділянці:

$$K_3 = \frac{I_m^H}{I_{\text{прип}}^H}. \quad (2.20)$$

Розраховують припустиме струмове навантаження в післяаварійному режимі на кабель, переріз якого обрано за нормальним режимом, А:

$$I_{\text{прип}}^A = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{прип}}^H, \quad (2.21)$$

де $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт, який враховує припустиме перевантаження кабелів на період максимуму навантаження, що дорівнює трьом годинам за добу (протягом п'яти діб), якщо тривале завантаження кабелю K_3 перед його перевантаженням не перевищувало 0,8, $K_{\text{п}}=1,25$.

Таблиця 2.4 – Вибір перерізів жил кабелів розподільної лінії 10 кВ

Розрахункові дані	Умовне позначення	Ділянка лінії				
		A-1	1-2	2-4	3-4	B-3
Довжина ділянки, км	L					
Потік активної потужності на ділянці «т» у нормальному режимі, кВт	P_m^H					
Струм на ділянці «т» у нормальному режимі, А	I_m^H					
Переріз жили кабелю, який обрано за нормальним режимом, мм ²	F^H					
Припустиме струмове навантаження на кабель, який обрано за нормальним режимом, А	$I_{\text{прип}}^H$					
Завантаження кабелю в нормальному режимі	K_3					
Припустиме струмове навантаження на кабель у післяаварійному режимі, А	$I_{\text{прип}}^A$					
Потік активної потужності на ділянці «т» у післяаварійному режимі 1 (пошкоджено А - 1), кВт	P_m^{A1}					
Струм навантаження ділянки «т» у післяаварійному режимі 1, А	I_m^{A1}					
Потік активної потужності на ділянці «т» у післяаварійному режимі 2 (пошкоджено В - 3), кВт	P_m^{A2}					
Струм навантаження ділянки «т» у після аварійному режимі 2, А	I_m^{A2}					
Переріз жили кабелю по струму навантаження в післяаварійному режимі, мм ²	F^A					
Економічно вигідний переріз жили кабелю, мм ²	$F_{\text{ек}}$					
Переріз жили кабелів з урахуванням перерізів, обраних у нормальному і післяаварійних режимах і за економічною щільністю струму, мм ²	F					
Втрата напруги в кожній ділянці в нормальному режимі, В	ΔU_m^H					
Втрата напруги в нормальному режимі до найбільш віддаленої ТП, %	ΔU_{max}^H					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 1, В	ΔU_m^{A1}					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у післяаварійному режимі 1, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A1}$					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 2, В	ΔU_m^{A2}					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у післяаварійному режимі 2, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A2}$					

Визначають потік активної потужності $P_m^{A1(2)}$, кВт, і струм навантаження $I_m^{A1(2)}$, А, на ділянках лінії в післяаварійних режимах 1 і 2:

$$P_m^{A1(2)} = K_M \cdot \sum_1^n P_m^B; \quad (2.22)$$

$$I_m^{A1(2)} = \frac{P_m^{A1(2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.23)$$

Перевіряють переріз жили кабелю F^H по струму на кожній ділянці «m» у післяаварійних режимах $I_m^{A1(2)}$, виходячи з того, що

$$I_m^{A1(2)} \leq I_{прип}^A.$$

При необхідності збільшують раніше обраний переріз жили кабелю F^H до перерізу F^A , що відповідає струму навантаження післяаварійних режимів $I_m^{A1(2)}$.

Визначають переріз кабелю кожної ділянки за економічною щільністю струму, мм²:

$$F_{ек} = \frac{I_m^H}{j_{ек}}, \quad (2.24)$$

де $j_{ек}$ – економічна щільність струму, А / мм² (див. таблицю А.3).

Отримане значення $F_{ек}$ округляють до стандартного найближчого перерізу.

Переріз жили кабелю F приймають найбільшим з отриманих раніше значень, обраних:

- за струмом для нормального режиму ($F \geq F^H$);
- за струмом у післяаварійних режимах ($F \geq F^A$);
- за економічною щільності струму $j_{ек}$ ($F \geq F_{ек}$).

У зв'язку з відсутністю вихідних даних перевірку обраного перерізу кабелю по струму КЗ у розрахунковому завданні не проводять.

Визначають для нормального режиму втрату напруги в кожній з ділянок лінії, В:

$$\Delta U_m^H = \sqrt{3} \cdot I_m^H \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) , \quad (2.25)$$

де R і X – активний і індуктивний опори кабелю (таблиця А.4); $\cos \varphi = 0,9$.

Розраховують для нормального режиму максимальну втрату напруги ($\Delta U_{\max}^H, \%$) в кожній напівпетлі розподільної лінії від шин ДЖ до найбільш віддаленої ТП:

$$\Delta U_{\max}^H = \frac{\sum_i \Delta U_{mi}^H}{U_{\text{ном}}} 100\% . \quad (2.26)$$

Аналогічно визначають для двох післяаварійних режимів втрату напруги в кожній з ділянок лінії, використовуючи відповідно струм навантаження $I_m^{A1(2)}$, і знаходять максимальні втрати напруги ($\Delta U_{\max}^{A1(A2)}$) у лінії від шин ДЖ до найбільш віддаленої ТП.

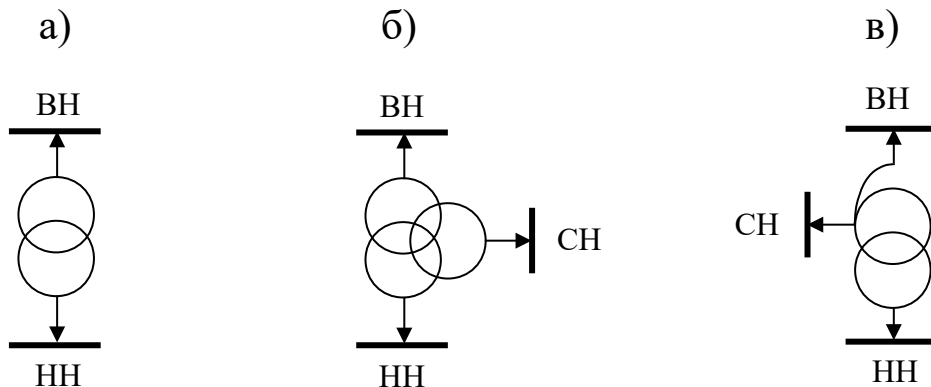
Припустимі величини втрати напруги в нормальному режимі $\Delta U_{\text{прип}}^H = 6\%$ [5], у післяаварійному – прийняти $\Delta U_{\text{прип}}^A = 11\%$.

Необхідні для виконання розрахункового завдання 1 довідкові дані наведені в таблицях А.1 – А.4.

3 РОЗРАХУНКОВЕ ЗАВДАННЯ 2

3.1 Постановка завдання 2

На рисунку 3.1 наведені однолінійні схеми двообмоткового (рисунок 3.1, а), триобмоткового (рисунок 3.1, б) трансформаторів і автотрансформатора (рисунок 3.1, в).



двообмоткового (а); триобмоткового (б); автотрансформатора (в)

Рисунок 3.1 – Однолінійні схеми трансформаторів

При виконанні завдання потрібно зробити розрахунок:

- 1) двообмоткового трансформатора;
- 2) триобмоткового трансформатора чи автотрансформатора залежно від вихідних даних.

У ході розрахунку необхідно:

- визначити параметри повної і спрощеної схем заміщення трансформаторів;
- визначити втрати електроенергії у трансформаторах при заданому навантаженні.

Варіант вихідних даних (таблиці 3.1 і 3.2) приймають відповідно до порядкового номера студента в журналі академічної групи. Варіанти відрізняються типом трансформатора і величиною навантаження зі сторін НН і середньої напруги (СН).

3.2 Вказівки до виконання контрольного завдання 2

Вихідними даними для розрахунку трансформатора є каталогові дані (таблиці А.5, А.6) і навантаження трансформатора (таблиці 3.1, 3.2).

Параметри схеми заміщення трансформатора, до яких належать його опори і провідності, визначають за каталоговими даними. При розрахунку слід мати на увазі, що параметри схеми заміщення трансформатора, якщо це не обговорено умовами проведення розрахунку, визначають відносно одного ступеня напруги – як правило, номінальної напруги $U_{\text{ном}}$ обмотки ВН.

Втрати в трансформаторі, що складаються з постійних втрат (втрат холостого ходу чи втрат у сталі) і змінних втрат (втрат у міді чи втрат в обмотках), визначають за каталоговими даними і навантаженням трансформатора.

Для того щоб параметри схеми заміщення відповідали одиницям виміру Ом і Сіменс, необхідно в розрахунках потужності підставляти в мегаватах, мегаварах і мегавольт-амперах, а напруги в кіловольтах.

3.2.1 Розрахунок двообмоткового трансформатора

До каталогових даних двообмоткових трансформаторів належать:

- $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність;
- $U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$ – номінальні напруги обмоток ВН і НН;
- I_{xx} – струм холостого ходу;
- ΔP_{xx} – активні втрати холостого ходу;
- u_k – напруга КЗ;
- ΔP_k – активні втрати КЗ.

На рисунку 3.2 подані повна і спрощена Г-подібної схеми заміщення двообмоткового трансформатора.

Активна провідність трансформатора визначається як

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (3.1)$$

Реактивна провідність трансформатора визначається аналогічно:

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (3.2)$$

де ΔQ_x – реактивні втрати холостого ходу, що визначаються в такий спосіб:

$$\Delta Q_\delta = \frac{I_\delta \cdot S_{\text{III}}}{100\%}. \quad (3.3)$$

Активний опір двообмоткового трансформатора r_T , що являє собою суму опорів обмоток ВН і НН, наведеної до сторони ВН, визначається як

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (3.4)$$

Реактивний опір x_T , що являє собою так само суму опорів обмоток ВН і НН, приведеної до сторони ВН, визначається в такий спосіб:

$$x_T = \frac{u_{K,\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (3.5)$$

Таблиця 3.1 – Двообмоткові трансформатори

Варіант	Тип трансформатора	Навантаження зі сторони НН $S_{\text{наб}}$, кВ·А
1	ТДЦ-80000/110	$0,7 S_{\text{НОМ}}$
2	ТДЦ-125000/110	$0,8 S_{\text{НОМ}}$
3	ТДЦ-200000/110	$0,75 S_{\text{НОМ}}$
4	ТДЦ-250000/110	$0,85 S_{\text{НОМ}}$
5	ТДЦ-400000/110	$0,9 S_{\text{НОМ}}$
6	ТМН-6300/110	$0,95 S_{\text{НОМ}}$
7	ТДН-10000/110	$1,0 S_{\text{НОМ}}$
8	ТДН-16000/110	$0,65 S_{\text{НОМ}}$
9	ТДН-16000/150	$0,7 S_{\text{НОМ}}$
10	ТМН-400/35	$0,75 S_{\text{НОМ}}$
11	ТМ-100/35	$0,8 S_{\text{НОМ}}$
12	ТМ-160/35	$0,85 S_{\text{НОМ}}$
13	ТМ-250/35	$0,9 S_{\text{НОМ}}$
14	ТДЦ-250000/150	$0,95 S_{\text{НОМ}}$
15	ТМН-630/35	$1,0 S_{\text{НОМ}}$
16	ТМН-1000/35	$0,6 S_{\text{НОМ}}$
17	ТДЦ-80000/220	$0,65 S_{\text{НОМ}}$
18	ТДЦ-125000/220	$0,7 S_{\text{НОМ}}$
19	ТДЦ-200000/220	$0,75 S_{\text{НОМ}}$
20	ТДЦ-250000/220	$0,8 S_{\text{НОМ}}$
21	ТДЦ-400000/220	$0,85 S_{\text{НОМ}}$
22	ТЦ-630000/220	$0,9 S_{\text{НОМ}}$
23	ТМН-1600/35	$0,95 S_{\text{НОМ}}$
24	ТЦ-1000000/220	$1,0 S_{\text{НОМ}}$
25	ТДЦ-125000/330	$0,6 S_{\text{НОМ}}$
26	ТДЦ-200000/330	$0,65 S_{\text{НОМ}}$
27	ТДЦ-250000/330	$0,7 S_{\text{НОМ}}$
28	ТДЦ-400000/330	$0,75 S_{\text{НОМ}}$
29	ТЦ-1250000/330	$0,8 S_{\text{НОМ}}$
30	ТЦ-630000/330	$0,85 S_{\text{НОМ}}$

Таблиця 3.2 – Триобмоткові трансформатори і автотрансформатори

Варі-ант	Тип трансформатора	Навантаження $S_{\text{наб}}^i / \cos \varphi_i$ зі сторони i , кВ·А/в.о.	
		СН	НН
1	ТМТН-6300/110	$0,5 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,4 S_{\text{НОМ}} / 0,8$
2	ТДТН-10000/110	$0,55 S_{\text{НОМ}} / 0,8$	$0,35 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
3	ТДТН-16000/110	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,85$	$0,3 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
4	ТДТН-25000/110	$0,5 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,3 S_{\text{НОМ}} / 0,85$
5	ТДТН-40000/110	$0,3 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
6	ТДТН-63000/110	$0,8 S_{\text{НОМ}} / 0,5$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
7	ТДТН-80000/110	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,8$
8	ТМТН-6300/35	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
9	ТДТН-16000/150-70У1	$0,65 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,25 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
10	ТДТН-25000/150-70У1	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,15 S_{\text{НОМ}} / 0,75$
11	ТДТН-40000/150-70У1	$0,5 S_{\text{НОМ}} / 0,85$	$0,25 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
12	ТДТН-63000/150-70У1	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,35 S_{\text{НОМ}} / 0,8$
13	ТДТН-25000/220	$0,5 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,4 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
14	ТДТН-40000/220	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,3 S_{\text{НОМ}} / 0,75$
15	ТДТН-40000/220-81У1	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,25 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
16	ТДТН-63000/220-74Т1	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,3 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
17	АТДЦТН-63000/220/110	$0,65 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,15 S_{\text{НОМ}} / 0,8$
18	АТДЦТН-125000/220/110	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,9$	$0,1 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
19	АТДЦТН-200000/220/110	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,7$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
20	АТДЦТН-250000/220/110	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,8$	$0,15 S_{\text{НОМ}} / 0,95$
21	АТДЦТН-125000/330/110	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,65$	$0,1 S_{\text{НОМ}} / 0,75$
22	АТДЦТН-200000/330/110	$0,8 S_{\text{НОМ}} / 0,65$	$0,05 S_{\text{НОМ}} / 0,8$
23	АТДЦТН-250000/330/150	$0,9 S_{\text{НОМ}} / 0,7$	$0,1 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
24	АОДЦТН-133000/330/220	$0,8 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,15 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
25	АТДЦТН-250000/500/150	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,6$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,7$
26	АТДЦТН-250000/500/220	$0,7 S_{\text{НОМ}} / 0,8$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,95$
27	АОДЦТН-167000/500/220	$0,6 S_{\text{НОМ}} / 0,7$	$0,2 S_{\text{НОМ}} / 0,85$
28	АОДЦТН-267000/500/220	$0,8 S_{\text{НОМ}} / 0,8$	$0,1 S_{\text{НОМ}} / 0,9$
29	АОДЦТН-167000/500/330-	$0,8 S_{\text{НОМ}} / 0,8$	$0,1 S_{\text{НОМ}} / 0,6$

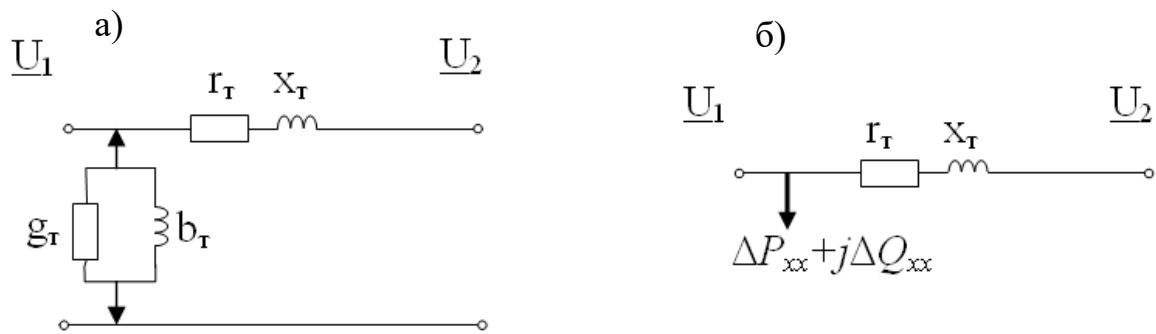


Рисунок 3.2 – Г-подібні схеми заміщення двообмоткового трансформатора: повна (а); спрощена (б)

Постійні втрати двообмоткового трансформатора визначаються каталоговими даними і виразом (3.3) відповідно за активною і реактивною складовими:

$$\Delta \underline{S}_\delta = \Delta P_\delta + j\Delta Q_\delta \quad (3.6)$$

Активні змінні втрати в двообмотковому трансформаторі визначаються як сума втрат в обмотках ВН і НН відповідно до такого виразу:

$$\Delta P_{\text{обм}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{нав}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (3.7)$$

де $S_{\text{нав}}$ – навантаження трансформатора.

Реактивні змінні втрати визначаються так само, як сума втрат в обмотках ВН і НН у такий спосіб:

$$\Delta Q_{\text{обм}} = \frac{u_{\text{к}} \% \cdot S_{\text{нав}}^2}{100\% \cdot S_{\text{ном}}}. \quad (3.8)$$

Сумарні втрати в трансформаторі визначають як суму постійних і перемінних втрат:

$$\Delta \underline{S}_x + \Delta \underline{S}_{\text{обм}} = \Delta P_x + \Delta P_{\text{обм}} + j(\Delta Q_x + \Delta Q_{\text{обм}}). \quad (3.9)$$

3.2.2 Розрахунок триобмоткового трансформатора і автотрансформатора

При конструюванні цих трансформаторів з метою зниження втрат активної потужності перерізи проводів в обмотках вибирають з умови рівності щільності струму в них у випадку номінального навантаження [3].

Схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора аналогічні. Але розрахунок цих трансформаторів трохи відрізняється, що викликано зменшеною номінальною потужністю обмотки НН автотрансформатора в порівнянні з його номінальною (прохідною) потужністю [1, 3, 4].

До каталогових даних триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів належать:

- $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність;
- $S_{\text{ном}}^{\text{НН}}$ – номінальна потужність обмотки НН (тільки для автотрансформатора);
- $U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}, U_{\text{ном}}^{\text{СН}}, U_{\text{ном}}^{\text{НН}}$ – номінальні напруга обмоток ВН, СН і НН;
- I_{xx} – струм холостого ходу;
- ΔP_{xx} – активні втрати холостого ходу;
- $u_{\text{к}}^{\text{ВС}}, u_{\text{к}}^{\text{ВН}}$ і $u_{\text{к}}^{\text{СН}}$ – напруги КЗ у випробуваннях КЗ відповідно при закорочених обмотках ВН і СН, ВН і НН, СН і НН (для автотрансформаторів величини $u_{\text{к}}^{\text{ВС}}, u_{\text{к}}^{\text{ВН}}$ і $u_{\text{к}}^{\text{СН}}$ вказуються приведеними до напруги $U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$ і віднесені до $S_{\text{ном}}$);
- $\Delta P_{\text{к}}^{\text{ВС}}$ – активні втрати КЗ у відповідному випробуванні КЗ.

Повна і спрощена трипроменеві схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора подані на рисунку 3.3.

Параметри кола холостого ходу ($g_{\text{т}}, b_{\text{т}}$ і ΔQ_{x}) визначаються аналогічно двообмотковому трансформатору відповідно до виразів (3.1) – (3.3).

Активні опори обмоток ВН триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються в такий спосіб:

$$r_T^B = \frac{r_{\text{спільн}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_k^{\text{BC}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (3.10)$$

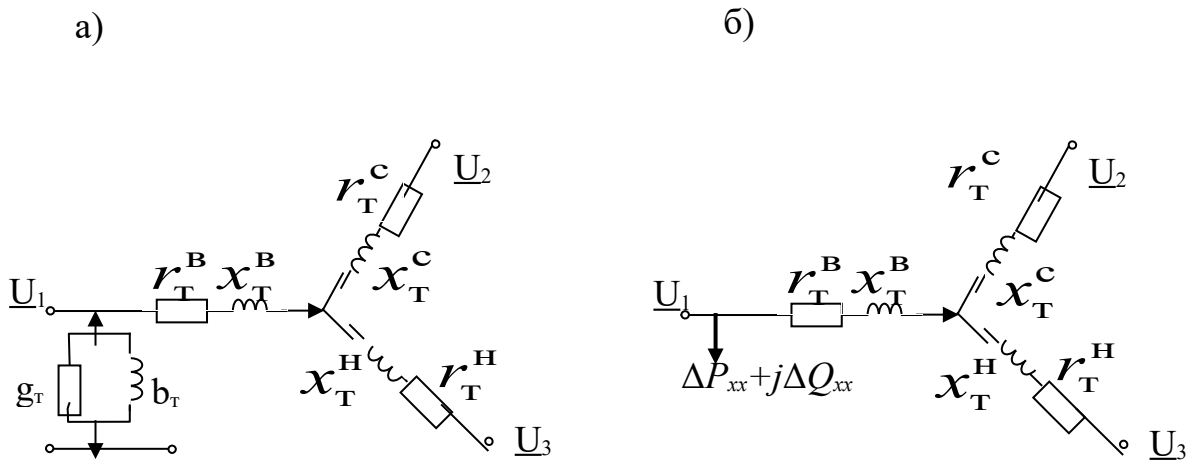


Рисунок 3.3 – Трипроменеві схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора: повна (а); спрощена (б)

Активні опори обмоток СН і НН триобмоткового трансформатора дорівнюють опору обмотки ВН:

$$r_T^C = r_T^H = r_T^B. \quad (3.11)$$

На відміну від триобмоткового трансформатора в автотрансформаторі тільки $r_T^C = r_T^B$. Активний опір обмотки НН автотрансформатора визначається в такий спосіб:

$$r_T^H = \frac{r_T^B}{\alpha_H}, \quad (3.12)$$

де $\alpha_H = S_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} / S_{\text{НОМ}}$ – коефіцієнт обмотки НН.

Реактивні опори обмоток ВН, СН і НН триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються так:

$$x_T^B = \frac{u_K^B \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \quad x_T^C = \frac{u_K^C \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \quad x_T^H = \frac{u_K^H \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ}}} , \quad (3.13)$$

де u_K^B , u_K^C і u_K^H – напруги КЗ, прикладені до обмоток ВН, СН і НН відповідно.

Величини напруг u_K^B , u_K^C і u_K^H визначають у такий спосіб:

$$u_K^B = \frac{1}{2}(u_K^{BC} + u_K^{BH} - u_K^{CH}) ; \quad u_K^C = \frac{1}{2}(u_K^{BC} + u_K^{CH} - u_K^{BH}) ; \quad u_K^H = \frac{1}{2}(u_K^{BH} + u_K^{CH} - u_K^{BC}) . \quad (3.14)$$

Постійні втрати триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначають аналогічно двообмотковому трансформатору (формули (3.3), (3.6)).

Змінні активні й реактивні втрати триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються окремо для кожної обмотки відповідно до таких виразів:

$$\Delta P_{\text{обм}}^B = \frac{(S_{\text{наВ}}^B)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_T^B ; \quad \Delta P_{\text{обм}}^C = \frac{(S_{\text{наВ}}^C)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_T^C ; \quad \Delta P_{\text{обм}}^H = \frac{(S_{\text{наВ}}^H)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_T^H ; \quad (3.15)$$

$$\Delta Q_{\text{обм}}^B = \frac{(S_{\text{наВ}}^B)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_T^B ; \quad \Delta Q_{\text{обм}}^C = \frac{(S_{\text{наВ}}^C)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_T^C ; \quad \Delta Q_{\text{обм}}^H = \frac{(S_{\text{наВ}}^H)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_T^H ,$$

де $S_{\text{наВ}}^B = \sqrt{(P_{\text{наВ}}^C + P_{\text{наВ}}^H)^2 + (Q_{\text{наВ}}^C + Q_{\text{наВ}}^H)^2}$, $S_{\text{наВ}}^C$ і $S_{\text{наВ}}^H$ – навантаження трансформатора зі сторони ВН, СН і НН відповідно.

Втрати в триобмотковому трансформаторі й автотрансформаторі визначають аналогічно двообмотковому трансформатору:

$$\Delta \underline{S}_{\delta} + \Delta \underline{S}_{\text{іаі}} = \Delta P_{\delta} + \Delta P_{\text{іаі}}^a + \Delta P_{\text{іаі}}^n + \Delta P_{\text{іаі}}^i +$$

$$+ \Delta \underline{S} = +j(\Delta Q_{\delta} + \Delta Q_{\text{іаі}}^a + \Delta Q_{\text{іаі}}^n + \Delta Q_{\text{іаі}}^i) \cdot \quad (3.16)$$

4 РОЗРАХУНКОВЕ ЗАВДАННЯ 3

4.1 Обсяг завдання 3

- 1 Побудувати сумарний добовий графік навантаження тягової підстанції без урахування власних потреб.
- 2 Побудувати річний графік за тривалістю.
- 3 Визначити $P_{\text{сер.доб}}$, $P_{\text{сер.год}}$, $T_{\text{мах}}$, $K_{\text{н}}$.
- 4 Вибрати число і потужність трансформаторів тягової підстанції.

4.2 Вихідні дані завдання 3

- 1 Типові добові графіки споживачів об'єктів 1,2,3 (див. таблицю 4.1).
- 2 Категорійність електроприймачів об'єктів 1,2,3:
 - а) залізничний вузол – 1-ша категорія ($\cos \varphi = 0.9$);
 - б) локомотиворемонтний завод – 2-га категорія ($\cos \varphi = 0.8$);
 - в) сільськогосподарський – 3-я категорія ($\cos \varphi = 0.7$).
- 3 Сумарна встановлена потужність на об'єктах 1,2,3 (див. таблицю 4.2, номер варіанта – за списком у журналі).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Марквардт К.Г. Электроснабжение электрофицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1985. – 463 с.
- 2 Мамошин Р.Р., Зимакова А.Н. Электроснабжение электрофицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1980. – 296 с.
- 3 Справочник по электроснабжению железных дорог / под ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – Т. 1, 2. – 481 с.
- 4 ВСН 97-83. Инструкции по проектированию электрических сетей. – М.: Транспорт, 1984. – 57 с.
- 5 Правила улаштування систем тягового електропостачання залізниць України. – К., 2005. – 80 с.

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Шкала номінальних потужностей силових трансформаторів

Номінальні потужності трансформаторів, кВ·А				
10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
...	і т. д.

Таблиця А.2 – Припустиме тривале струмове навантаження (за нагрівом) кабельних ліній 10 кВ з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією при прокладці в землі

Переріз жили, мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Припустиме тривале струмове навантаження, А	-	75	90	115	140	165	205	240	275	310	355

Таблиця А.3 – Економічна щільність струму $J_{ек}$, А/мм²

$T_{нб}$, год	1000-3000	3000-5000	Понад 5000
Неізольовані алюмінієві проводи	1,3	1,1	1,0
Кабелі з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією	1,6	1,4	1,2

Таблиця А.4 – Розрахункові дані на 1 км кабельної лінії з алюмінієвими жилами, паперовою ізоляцією і в'язким просоченням, напругою 10 кВ

Переріз жили, мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Активний опір жил R_0 при $t = 20$ °С, Ом/км	3,1	1,9 4	1,2 4	0,8 9	0,6 2	0,4 43	0,3 26	0,2 58	0,2 06	0,1 67	0,1 29
Індуктивний опір X_0 , Ом/км	-	0,1 13	0,0 99	0,0 92 5	0,0 9	0,0 86	0,0 83	0,0 81	0,0 79	0,0 77	0,0 75

Таблиця А.5 – Каталогів й розрахункові дані двообмоткових трансформаторів

№ з/п	Тип трансформатора	Каталогові дані							Розрахункові дані		
		$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, кВ	$u_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$r_{\text{Т}}$, Ом	$x_{\text{Т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр
1	ТДЦ-80000/110	80	121	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
2	ТДЦ-125000/110	125	121	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
3	ТДЦ-200000/110	200	121	15,75	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
4	ТДЦ-250000/110	250	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
5	ТДЦ-400000/110	400	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800
6	ТМН-6300/110	6,3	115	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
7	ТДН-10000/110	10	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
8	ТДН-16000/110	16	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
9	ТДН-16000/150	16	158	11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
10	ТМН-400/35	0,4	35	0,4	6,5	7,6	1,9	2,0	23,5	126	12,6
11	ТМ-100/35	0,1	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
12	ТМ-160/35	0,16	35	0,4	6,5	2,6	0,7	2,4	127	498	3,8
13	ТМ-250/35	0,25	35	0,4	6,5	3,7	1,0	2,3	72	318	5,7
14	ТДЦ-250000/150	250	165	10,5	11	640	190	0,5	0,3	12	1250
15	ТМН-630/35	0,63	35	0,4	6,5	11,6	2,7	1,5	14,9	79,6	15

Продовження таблиці А.5

№ з/п	Тип трансформатора	Каталогові дані							Розрахункові дані		
		$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, кВ	$u_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %	$r_{\text{Т}}$, Ом	$x_{\text{Т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр
16	ТМН-1000/35	1,0	35	0,4	6,5	16,5	3,6	1,4	7,9	49,8	22,4
17	ТДЦ-80000/220	80	242	10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
18	ТДЦ-125000/220	125	242	10,5	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
19	ТДЦ-200000/220	200	242	18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
20	ТДЦ-250000/220	250	242	13,8	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
21	ТДЦ-400000/220	400	242	20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
22	ТЦ-630000/220	630	242	20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
23	ТМН-1600/35	1,6	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	49,2	17,6
24	ТЦ-1000000/220	1000	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500
25	ТДЦ-125000/330	125	347	10,5	11	360	145	0,5	2,78	106	625
26	ТДЦ-200000/330	200	347	18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
27	ТДЦ-250000/330	250	347	13,8	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
28	ТДЦ-400000/330	400	347	20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
29	ТЦ-1250000/330	1250	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375
30	ТЦ-630000/330	630	347	20	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205

Таблиця А.6 – Каталогів і розрахункові дані триоб'єктових трансформаторів і автотрансформаторів

№ з/п	Тип трансформатора	Каталогові дані										
		$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}},$ кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}},$ кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}},$ кВ	$u_{\text{К}}^{\text{ВС}},$ %	$u_{\text{К}}^{\text{ВН}},$ %	$u_{\text{К}}^{\text{СН}},$ %	$\Delta P_{\text{К}}^{\text{ВС}},$ кВт	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$I_{\text{xx}},$ %	$S_{\text{НОМ}}^{\text{НН}},$ МВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2	–
2	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1	–
3	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0	–
4	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	–
5	ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6	200	43	0,6	–
6	ТДТН-63000/110	63	115	38,5	11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	–
7	ТДТН-80000/110	80	115	38,5	11	11	18,5	7	390	82	0,6	–
8	АОДЦТН- 333000/750/330	333	750/√3	330/√3	15,75	10	28	17	580	250	0,3 5	120
9	ТДТН-16000/150	16	158	38,5	11	10,5	18	6	96	25	1,0	–
10	ТДТН-25000/150	25	158	38,5	11	10,5	18	6	145	34	0,9	–
11	ТДТН-40000/150	40	158	38,5	11	10,5	18	6	185	53	0,8	–
12	ТДТН-63000/150	63	158	38,5	11	10,5	18	6	285	67	0,7	–
13	ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	–
14	ТДТН-40000/220	40	230	38,5	11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	–
15	АОДЦТН- 417000/750/500	750/√3	500/√3	10,5	100	100	12	11,5	81	68	100	50

Продовження таблиці А.6

№ з/п	Тип трансформатора	Каталогові дані										
		$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, кВ	$u_{\text{к}}^{\text{ВС}}$, %	$u_{\text{к}}^{\text{ВН}}$, %	$u_{\text{к}}^{\text{СН}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{ВС}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %	$S_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, МВ·А
16	ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5	6,3	7,5	7,6	16	55	12	1,2	-
17	АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	11	35,7	21,9	215	45	0,5	31,5
18	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	11	31	19	290	85	0,5	62,5
19	АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	11	32	20	430	125	0,5	100
20	АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	125
21	АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	38,5	10	35	24	370	115	0,5	62,5
22	АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5	10	34	22,5	600	180	0,5	80
23	ТДТН-10000/35	10	36,75	10,5	6,3	8	16,5	7	75	19	1	-
24	ТДТН-16000/35	16	36,75	10,5	6,3	8	16,5	7	115	28	0,95	-
25	ТДЦТН-63000/220	63	230	36,3	6,6	11	28,8	12,6	320	74	0,5	-
26	АОДЦТ-667000/1150/500	667	1150/√3	500/√3	20	11,5	35	22	1250	350	0,35	180
27	АОДЦТН-417000/750/500	417	750/√3	500/√3	10,5	11,5	81	68	670	125	0,15	33,7
28	АОДЦТН-267000/500/220	267	500/√3	230/√3	10,5	11,5	37	23	490	150	0,35	66,8
29	АОДЦТН-167000/500/330	167	500/√3	330/√3	10,5	9,5	67	61	320	70	0,3	33,4
30	АОДЦТН-267000/750/220	267	750/√3	330/√3	10,5	13	31	17	600	200	0,35	80

Продовження таблиці А.6

№ з/п	Тип трансформатора	Розрахункові дані					
		r_T^B , Ом	r_T^H , Ом	x_T^B , Ом	x_T^C , Ом	x_T^H , Ом	ΔQ_x , квар
1	2	14	15	16	17	18	19
1	ТМТН-6300/110	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
2	ТДТН-10000/110	5	5	142,2	0	82,7	110
3	ТДТН-16000/110	2,6	2,6	88,9	0	52	160
4	ТДТН-25000/110	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
5	ТДТН-40000/110	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240
6	ТДТН-63000/110	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
7	ТДТН-80000/110	0,4	0,4	18,6	0	11,9	480
8	АОДЦТН- 333000/750/330	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
9	ТДТН-16000/150	4,7	4,7	176	0	103,5	160
10	ТДТН-25000/150	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
11	ТДТН-40000/150	1,45	1,45	70	0	42,2	320
12	ТДТН-63000/150	0,9	0,9	47,7	0	26,8	431
13	ТДТН-25000/220	5,7	5,7	275	0	148	300
14	ТДТН-40000/220	3,6	3,6	165	0	125	440
15	АОДЦТН- 417000/750/500	0,12	2,2	55,1	0	309	2502

Продовження таблиці А.6

№ з/п	Тип трансформатора	Розрахункові дані					
		r_T^B , Ом	r_T^H , Ом	x_T^B , Ом	x_T^C , Ом	x_T^H , Ом	ΔQ_x , кВАр
16	ТМТН-6300/35	0,85	0,85	0	15,5	15,7	75,6
17	АТДЦТН-63000/220/110	1,4	2,8	104	0	195,6	315
18	АТДЦТН-125000/220/110	0,5	1,0	48,6	0	66,8	625
19	АТДЦТН-200000/220/110	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
20	АТДЦТН-250000/220/110	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250
21	АТДЦТН-125000/330/110	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
22	АТДЦТН-200000/330/110	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
23	ТДТН-10000/35	0,51	0,51	11,8	0	10,5	100
24	ТДТН-16000/35	0,3	0,3	7,4	0	6,5	152
25	ТДЦТН-63000/220	2,13	2,13	114,2	0	127,6	315
26	АОДЦТ-667000/1150/500	0,62	2,3	81,0	0	150,4	2335
27	АОДЦТН-417000/750/500	0,36	4,45	55,1	0	309,1	626
28	АОДЦТН-267000/500/220	0,28	1,12	39,8	0	75,6	2803
29	АОДЦТН-167000/500/330	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
30	АОДЦТН-267000/750/220	0,79	2,64	94,8	0	122,9	935

Таблиця 4.1 – Типові добові графіки споживачів об'єктів

Години доби. Вид об'єкта	Навантаження найбільшої (приєднаної) потужності, %																							
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
1 Залізничний вузол	67	65	65	65	60	60	84	95	88	83	83	83	58	81	85	88	90	93	93	93	100	82	82	68
	55	53	53	53	50	50	50	73	75	75	75	75	45	75	71	75	75	75	75	75	82	82	82	55
2 Локомотиво-ремонтний завод	66	65	64	60	60	60	73	70	95	90	83	63	73	80	78	84	92	94	100	89	92	90	83	78
	58	55	53	51	50	50	54	56	78	75	75	58	63	73	72	66	73	70	73	67	72	76	78	79
3 Сільськогосподарський	30	27	27	27	90	90	100	98	70	40	40	60	80	95	90	50	40	40	40	46	46	35	30	30
	14	14	14	14	10	10	20	25	27	20	15	18	22	22	18	18	18	18	18	18	15	8	8	15

Таблиця 4.2 – Сумарна встановлена потужність на об'єктах

Номер за списком у журналі	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Сум. графіки	1,2	1,3	2,3	1,3	1,2	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2
$\sum P1$, тис. кВт	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5	2,0	2,5
$\sum P2$, тис. кВт	9,0	10,0	7,0	6,0	1,0	3,0	8,0	2,0	9,0	1,0	2,5	5,0	3,0	10,0	7,0	6,0	4,0	1,0	5,0	7,0	10,0	7,0
$\sum P3$, тис. кВт	11,5	11,5	10,5	10,0	9,5	9,0	8,5	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0	3,5	3,0	2,5	2,0	10,5	10,0

Продовження таблиці 4.2

Номер за списком у журналі	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Сум. графіки	1,3	2,3	1,3	1,2	2,3	1,2	1,3	2,3	1,2	1,3	1,2
$\sum P1$, тис. кВт	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	9,5	9,5
$\sum P2$, тис. кВт	6,0	1,0	3,0	8,0	2,0	9,0	1,0	2,5	5,0	1,5	5,5
$\sum P3$, тис. кВт	9,5	9,0	8,5	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0	5,5	8,5	8,0

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для виконання розрахункового завдання 1

Номер варіант а	T_{\max}^* , год	Додаткові фактори	Довжина ділянок мережі 10 кВ, км					Довжина ділянок мережі 380 В, м				Навантаження ТП і МП і мережі 380 В, кВт						
			L'_{11}	L'_{12}	L'_{13}	L'_{14}	L'_{15}	L'_{16}	L'_{17}	L'_{18}	L'_{19}	P'_{11}	P'_{12}	P'_{13}	P'_{14}	P'_{15}	P'_{16}	P'_{17}
0	2000	Економія провідникового матеріалу	0,4	0,4	0,6	0,4	0,4	40	60	60	40	700	150 0	400	200	7	13	4
1	2500	Економія провідникового матеріалу	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	25	60	60	40	400	800	200	400	13	13	7
2	3500	$F_i = \text{const}$	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	90	90	60	60	700	700	200	400	22	13	7
3	3000	Економія провідникового матеріалу	0,4	0,6	0,6	0,9	0,4	60	90	90	60	700	400	200	400	33	7	13
4	3500	$F_i = \text{const}$	0,4	0,6	0,6	0,6	0,4	90	135	60	60	700	700	200	600	13	7	4
5	4000	Економія провідникового матеріалу	0,9	0,9	0,4	0,4	0,4	60	40	60	40	400	700	400	200	13	22	7
6	6000	Зниження втрат потужності	0,9	0,4	0,6	0,4	0,4	60	60	60	25	130 0	130 0	200	400	22	36	7
7	5500	Зниження втрат потужності	0,4	0,9	0,4	0,6	0,6	25	90	25	40	130 0	700	700	200	22	36	13
8	5500	Зниження втрат потужності	0,4	0,4	0,4	0,9	0,6	40	60	90	60	130 0	400	400	200	13	36	7
9	3500	Економія провідникового матеріалу	0,9	0,6	0,4	0,3	0,4	25	60	40	40	700	130 0	200	400	13	13	13

* T_{\max} – кількість годин використання максимального навантаження