

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

ОСНОВИ ВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Методичні вказівки
до проведення практичних занять для здобувачів вищої освіти
першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за
спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта (Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

Електроний ресурс

Рецензенти:

П. Ф. Буданов – кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія»;

І. С. Варшамова – кандидат. технічних наук, доцент кафедри електричних апаратів Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 3 від 18 лютого 2025 року)*

Основи виробництва та споживання електричної енергії : методичні вказівки
О-75 до проведення практичних занять для здобувачів вищої освіти освіти першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 015.33 «Професійна освіта (Енергетика електротехніка та електромеханіка)» {Електронний ресурс}/ уклад. І. В. Пантелєєва, О. М. Пономаренко. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2025. – (PDF 51 с.).

Методичні вказівки містять методику та приклади практичного розв’язання типових задач із дисципліни «Основи виробництва та споживання електричної енергії», що входить до навчального плану підготовки здобувачів другого курсу спеціальності електроенергетичного профілю. Матеріал розроблено з метою допомогти студентам глибше осмислити теоретичні положення курсу, закріпити знання, отримані на лекційних заняттях, а також сформувати практичні навички виконання інженерних розрахунків, пов’язаних із процесами виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Рекомендовані завдання спрямовані на розвиток у здобувачів аналітичного мислення, уміння використовувати основні закономірності електроенергетики у практичних розрахунках, а також на формування розуміння взаємозв’язку між виробництвом і споживанням електроенергії в енергетичних системах. Застосування даних методичних вказівок сприятиме підвищенню рівня професійної підготовки майбутніх фахівців та набуттю ними стійких практичних компетентностей у сфері електроенергетики.

УДК 621.316(0.75.5)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2025

© Пантелєєва І. В., Пономаренко О. М., уклад., 2025

ЗМІСТ

Вступ	4
Розділ 1. Виробництво електричної енергії	5
1.1. Типи електричних станцій та режими їх роботи	5
1.1.1. Побудова річного графіка навантаження по тривалості електростанцій та визначення її основних техніко-економічних показників	5
1.2. Основне електрообладнання електростанцій та підстанцій	9
1.2.1. Визначення допустимості роботи трансформатора протягом доби	9
1.2.2. Порухення умов паралельної роботи трансформаторів	11
1.2.3. Режими роботи автотрансформаторів (АТ) на підстанціях	12
1.2.4. Порухення умови рівності коефіцієнтів трансформації	14
1.2.5. Режими роботи автотрансформаторів (АТ) на підстанціях	15
1.3. Схеми електричних з'єднань	17
1.3.1. Складання структурних схем електростанцій та вибір основного електрообладнання	17
Розділ 2. Споживання електричної енергії	20
2.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кВ	21
2.2. Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	27
Додатки	31
2.3. Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кВ	33
Додатки	38
2.4. Розрахунок втрат електричної енергії в елементах енергосистеми	39
Додатки	45
Список використаних джерел	49

ВСТУП

Практика постановки та подальшого розвитку дисципліни «Основи виробництва та споживання електричної енергії» в ННІ «УІПА» показала, що при вдосконаленні підготовки здобувачів важливу роль грають якісно поставлені практичні заняття. Вони дозволяють здобувачам глибше осмислювати та закріплювати матеріал лекційного курсу, а також отримувати перші навички інженерних розрахунків на прикладах конкретних електроенергетичних завдань [1, 2].

Завдання відповідають розділам робочої навчальної програми дисципліни «Основи виробництва та споживання електричної енергії».

Вивчення дисципліни базується на знанні загально інженерних курсів: «Вища математика», «Фізика», «Теоретичні основи електротехніки», а також спеціального курсу: «Електричні машини».

Значення дисципліни у рішенні загальних енергетичних задач полягає в тому, що вона дозволяє визначити вимоги до великих енергоустановок і до окремих їх елементів, знайти підхід до підвищення надійності і економічності не тільки окремих елементів, а й всієї енергосистеми у цілому, знайти принципи побудови та схеми з'єднання основних енергоустановок, їх переваги та недоліки, вплив на навколишнє середовище електростанцій та підстанцій, а також знання з особливостей, типів та видів електричних споживачів [3, 4, 5,6].

Мета вивчення дисципліни – формування знань в області електричних систем, придбання навичок розрахунку широкого спектра практичних задач стосовно не тільки виробництва, а й споживання електроенергії.

РОЗДІЛ 1. ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. ТИПИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА РЕЖИМИ ЇХ РОБОТИ

1.1.1. Побудова річного графіка навантаження по тривалості електростанції та визначення її основних техніко-економічних показників

Річний графік навантаження за тривалістю будується на основі добових усереднених графіків для зимового та літнього днів, які задаються у табличній формі.

Розглянемо приклад. Станція типу ТЕЦ -2Х100МВт, встановлена потужність якої $P_{вст} = 200\text{МВт}$.

Таблиця 1.1. – Дані для прикладу

ГОДИНИ	0-4	4-8	8-10	10-12	12-16	16-18	18-20	20-24
$\frac{P_{1з}}{P_{вст}} 100\%$	30	40	80	90	90	80	40	30
$\frac{P_{1л}}{P_{вст}} 100\%$	20	30	60	70	70	60	30	20

1) Необхідно розрахувати ступені добових графіків:

$$P_{1з} = 60 \text{ МВт}$$

$$P_{1л} = 40 \text{ МВт};$$

$$P_{2з} = 80 \text{ МВт}$$

$$P_{2л} = 60 \text{ МВт};$$

$$P_{3з} = 160 \text{ МВт}$$

$$P_{3л} = 120 \text{ МВт};$$

$$P_{4з} = 180 \text{ МВт}$$

$$P_{4л} = 140 \text{ МВт};$$

$$P_{5з} = 180 \text{ МВт}$$

$$P_{5л} = 140 \text{ МВт};$$

$$P_{6з} = 160 \text{ МВт}$$

$$P_{6л} = 120 \text{ МВт};$$

$$P_{7з} = 80 \text{ МВт}$$

$$P_{7л} = 60 \text{ МВт};$$

$$P_{8з} = 60 \text{ МВт}$$

$$P_{8л} = 40 \text{ МВт}.$$

2) В одній системі ординат будуємо обидва графіка.

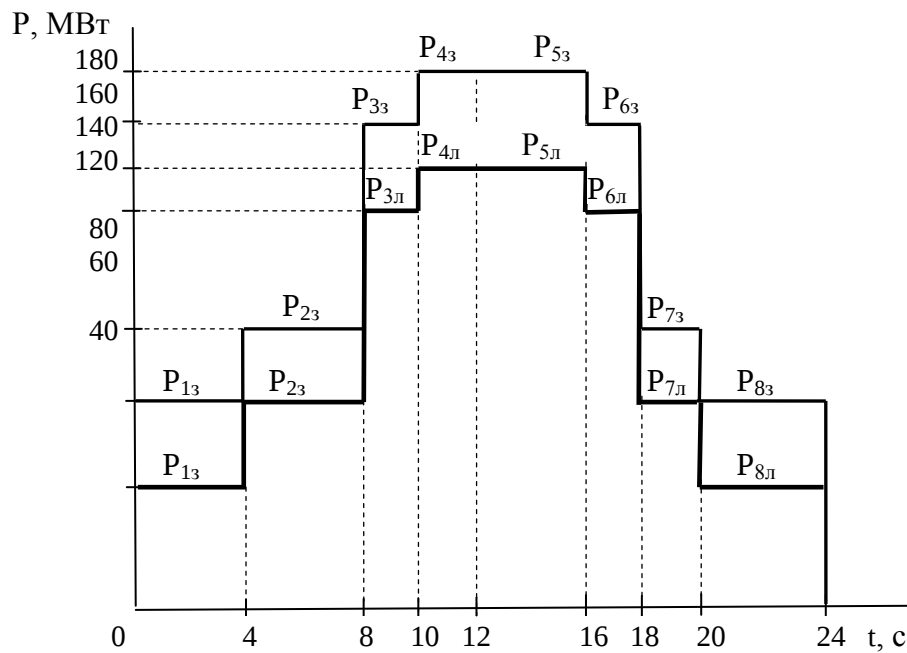


Рисунок 1.1 – Усереднені добові графіки навантаження

3) Побудова річного графіка навантаження по тривалості. Для спрощення розрахунків приймається, що взимку - 183 дні, влітку – 182, кількість годин у році – 8760. Річний графік має теж ступінчастий, але спадаючий характер. Починається його побудова з найбільшого значення потужності. Одночасно розраховують інтервали часу для кожного ступеню.

$$\Delta T_1 = 6 \cdot 183 = 1098 \text{ г};$$

$$\Delta T_2 = 4 \cdot 183 = 732 \text{ г};$$

$$\Delta T_3 = 6 \cdot 182 = 1092 \text{ г};$$

$$\Delta T_4 = 4 \cdot 182 = 728 \text{ г};$$

$$\sum \Delta T_i = 8760 \text{ г.}$$

$$\Delta T_5 = 6 \cdot 183 = 1098 \text{ г};$$

$$\Delta T_5 = 6 \cdot 183 = 1098 \text{ г};$$

$$\Delta T_6 = 8 \cdot 183 + 6 \cdot 182 = 2556 \text{ г};$$

$$\Delta T_7 = 8 \cdot 182 = 1456 \text{ г.}$$

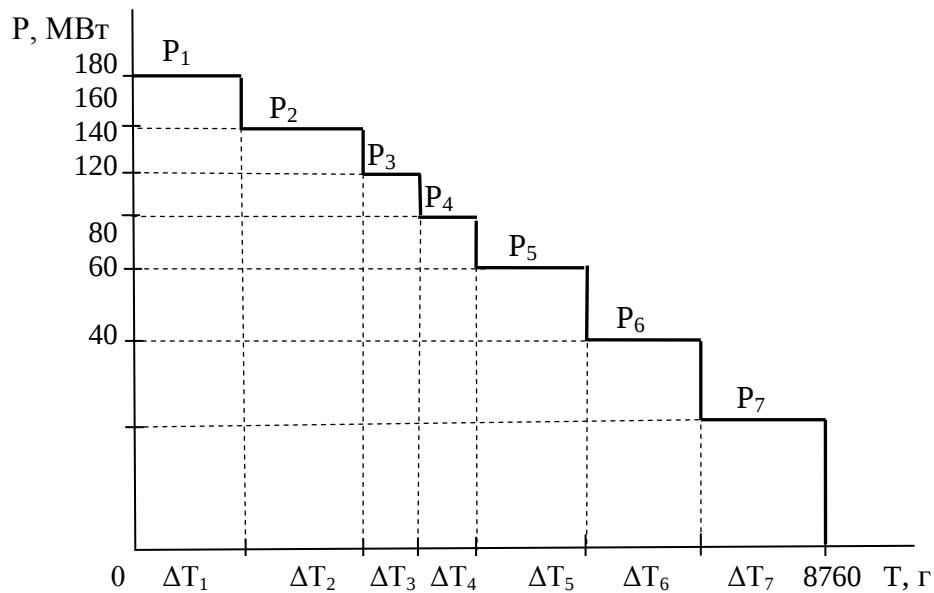


Рисунок 1.2 – Річний графік навантаження

4) Розрахунок кількості виробленої за рік електроенергії:

$$W_p = \sum P_i \cdot \Delta T_i, \text{ МВт}\cdot\text{г};$$

$$W_p = 180 \cdot 1098 + 160 \cdot 732 + 140 \cdot 1092 + 120 \cdot 728 + 80 \cdot 1098 + 60 \cdot 2556 + 40 \cdot 1456 = 854440 \text{ МВт}\cdot\text{г}.$$

5) Коефіцієнт навантаження:

$$K_n = \frac{W_p}{P_{\max} \cdot T_p},$$

$$K_n = \frac{854440}{180 \cdot 8760} = 0,542.$$

6) Коефіцієнт встановленої потужності:

$$K_{\text{вст}} = \frac{W_p}{P_{\text{вст}} \cdot T_p},$$

$$K_{\text{вст}} = \frac{854440}{200 \cdot 8760} = 0,488.$$

7) Річна кількість годин використання максимальної потужності:

$$T_{\max} = \frac{W_p}{P_{\max}},$$

$$T_{\max} = \frac{854440}{180} = 4747 \text{ г}.$$

8) Кількість годин роботи електростанції з встановленою потужністю

протягом року:

$$T_{\text{вст}} = \frac{W_p}{P_{\text{вст}}},$$
$$T_{\text{вст}} = \frac{854440}{200} = 4272 \text{ г.}$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$K_p = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}},$$
$$K_p = \frac{200}{180} = 1,11.$$

10) Коефіцієнт нерівномірності графіка:

$$K_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}},$$
$$K_{\text{нр}} = \frac{40}{180} = 0,22.$$

Далі, за результатами розрахунку робиться висновок про роботу електростанції протягом року.

1.2. ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

1.2.1. Визначення допустимості роботи трансформатора протягом доби

Мета завдання – здобути у здобувачів вищої освіти навичок аналізувати допустимість роботи силових трансформаторів у заданому режимі.

При виборі потужності трансформаторів не можливо керуватись тільки їх номінальною потужністю, тому що в реальних умовах температура охолоджуючого середовища, умови установки трансформатора можуть відрізнятись від прийнятих. Досвід експлуатації показує, що трансформатор може працювати частину доби з перевантаженням, коли в іншу частину доби його навантаження менше номінального.

Допустиме систематичне навантаження трансформатора більше його номінальної потужності можливе за рахунок нерівномірності навантаження протягом доби.

Для виконання задачі необхідно побудувати добовий графік навантаження для заданого типу трансформатора. Добовий графік задається у вигляді таблиці 1.1:

Таблиця 1.2. – Добовий графік

години	0 - 4	4 - 8	8 -10	10 -12	12 -14	14 -17	17 -20	20 -24
$\frac{S_i}{S_H} \cdot 100\%$	30	40	50	120	60	120	50	30

ТРДН – 80,

де S_i - і-та ступінь добового графіка навантаження;

S_H – номінальна потужність трансформатора, у даному випадку:

$$S_H = 80 \text{ МВА.}$$

Алгоритм виконання завдання наступний:

1) будується добовий графік:

$$S_1 = 24 \text{ МВА}$$

$$S_5 = 48 \text{ МВА}$$

$$S_2 = 32 \text{ МВА}$$

$$S_6 = 96 \text{ МВА}$$

$$S_3 = 40 \text{ MBA}$$

$$S_7 = 40 \text{ MBA}$$

$$S_4 = 96 \text{ MBA}$$

$$S_8 = 24 \text{ MBA}$$

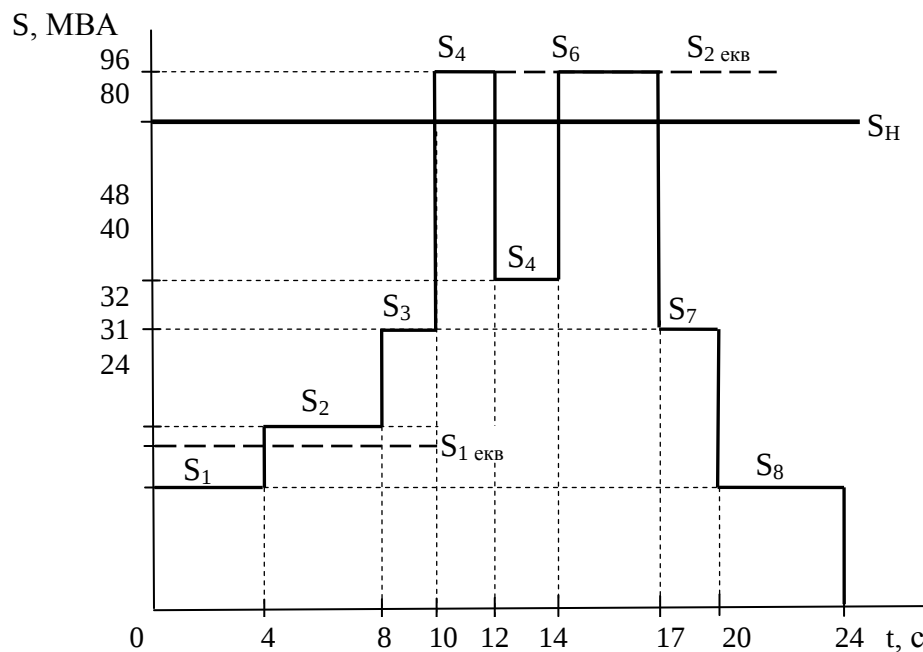


Рис. 1.3 – Добовий графік навантаження трансформатора

2) Побудований багатоступеневий графік необхідно перетворити у еквівалентний двохступеневий графік (по відносному зносу ізоляції), для чого треба відкласти значення потужності, яке відповідає значенню S_H . У даному випадку – це 80 MBA.

3) Визначити значення першого та другого ступеня графіка:

$$S_{1\text{екв}} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + S_3^2 \cdot \Delta t_3}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3}}$$

до першого перевищення потужності від S_H

$$S_{1\text{екв}} = \sqrt{\frac{24^2 \cdot 4 + 32^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 2}{4 + 4 + 2}} \cong 31 \text{ MBA},$$

$$S_{2\text{екв}} = \sqrt{\frac{S_4^2 \cdot \Delta t_4 + S_6^2 \cdot \Delta t_6}{\Delta t_4 + \Delta t_6}}$$

всі ступені, які знаходяться вище S_H

$$S_{2\text{екв}} = \sqrt{\frac{96^2 \cdot 2 + 96^2 \cdot 3}{2 + 3}} = 96 \text{ MBA}.$$

4) Розрахувати:

а) коефіцієнт начального навантаження:

$$K_1 = \frac{S_{1\text{екв}}}{S_H},$$
$$K_1 = \frac{31}{80} = 0,39.$$

б) коефіцієнт перевантаження:

$$K_2 = \frac{S_{2\text{екв}}}{S_H},$$
$$K_2 = \frac{96}{80} = 1,2.$$

5) Визначити розрахунковий час перевантаження по графіку:

$t_{\text{роз}} = 5$ годин.

6) Для заданого типу трансформатора визначити номер графіка навантажувальної здатності $K_2 = f(k_1)$ по ДОСТ 14209-99 у залежності від його потужності, типу охолодження та температури навколишнього середовища: графік №19.

7) Визначити по графіку допустимий час перевантаження:

$t_{\text{доп}} = 6$ годин.

8) Висновок:

Так як $t_{\text{доп}} > t_{\text{роз}}$ ($6_2 > 5_2$), трансформатор може працювати протягом доби по заданому графіку.

1.2.2. Порушення умов паралельної роботи трансформаторів

При підключенні трансформаторів на паралельну роботу, необхідно виконати наступні умови:

- однаковий тип та потужність;
- однакові схеми та групи з'єднання обмоток;
- рівність коефіцієнтів трансформації;
- рівність напруг короткого замикання.

Розглянемо порушення декількох умов.

1.2.3. Порухення умов однакових груп з'єднання обмоток трансформаторів

При порушенні будь-яких умов паралельної роботи, з'являються так звані зрівняльний струм, який може бути набагато більше номінального струму трансформатора, що негативно впливає на ізоляцію обмоток (додатковий нагрів).

Умови завдання: визначити зрівняльний струм, який буде протікати по обмотках трансформаторів потужністю 80 МВА, якщо один з трансформаторів має $\lambda/\lambda - 0$, а інший – $\lambda/\Delta - 11$.

Цей струм треба визначити для обмотки низької напруги. Крім того:

$U_{к.з.} = 10\%$, напруга – 220/10,5 кВ.

Щоб розв'язати це завдання, треба побудувати векторні діаграми напруг для обох трансформаторів:

а) для фазних величин (рис. 1.4):

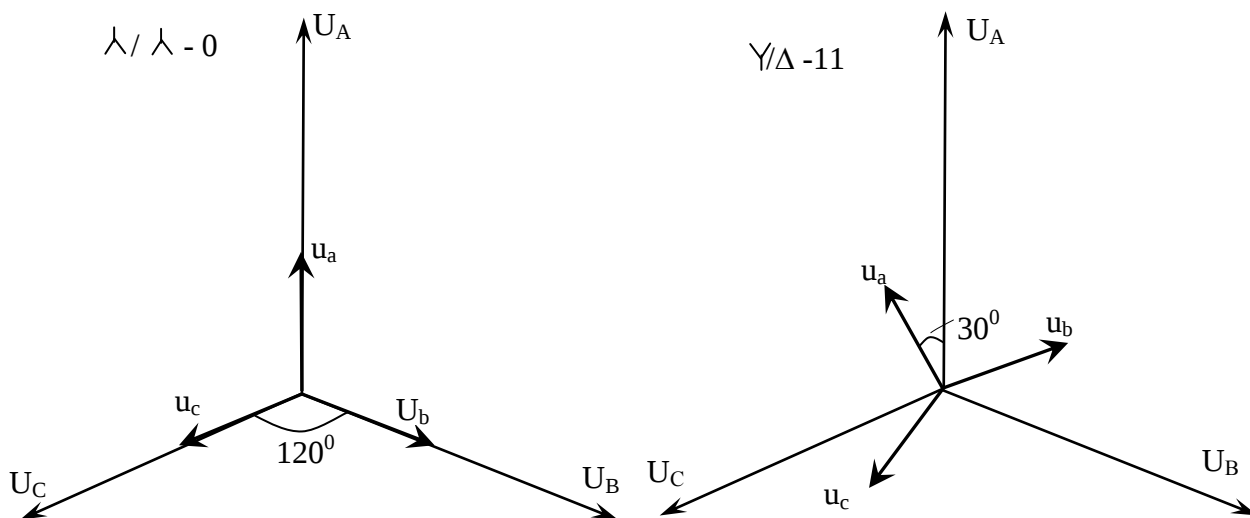


Рисунок 1.4 – Фазні діаграми

б) По отриманим фазним діаграмам будуюмо лінійні вектори (рис. 1.5).

Лінійні вектори для обмоток високої напруги будують однакові для обох трансформаторів, а для низької – відрізняються на 30° .

ізоляції обмоток.

1.2.4. Порушення умови рівності коефіцієнтів трансформації

Таке порушення може виникнути за рахунок того, що ввімкнені різні межі регулювання при налаштуванні РПН.

Завдання: визначити $I_{зр.}$, якщо один трансформатор має межу регулювання $U_{нн} + 10\%U_{нн}$, а інший - $U_{нн} - 5\% U_{нн}$.

Треба розраховувати рівні напруги на вторинній обмотці для кожного з трансформаторів:

$$U_{нн1} = 10,5 = 0,1 \cdot 10,5 = 11,55 \text{ кВ}$$

$$U_{нн2} = 10,5 - 0,05 \cdot 10,5 = 9,98 \text{ кВ}$$

$$\Delta U = 11,55 - 9,98 = 1,57 \text{ кВ}$$

При цьому зміняться і опори трансформаторів:

$$X_{т1} = \frac{10}{100} \cdot \frac{11,55^2}{80} = 0,17 \text{ Ом},$$

$$X_{т2} = \frac{10}{100} \cdot \frac{9,98^2}{80} = 0,13 \text{ Ом}.$$

Тоді зрівняльний струм буде:

$$I_{зр} = \frac{1,57}{0,17 + 0,13} = 5,23 \text{ Ом}.$$

Кратність струму:

$$\frac{5,23}{4,4} = 1,19.$$

1.2.5. Режими роботи автотрансформаторів (АТ) на підстанціях

Завдання: АТ працює у комбінованому (коли задіяні всі три обмотки), до обмотки низької напруги підключений синхронний компенсатор. Напрями передачі потужності показані на рисунку 1.6.

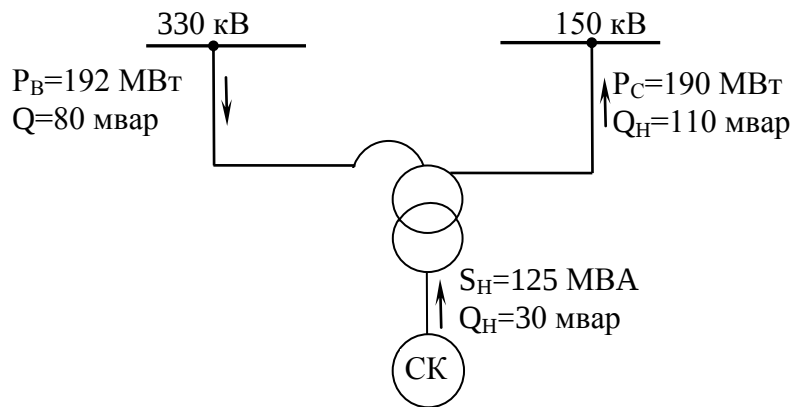


Рисунок 1.6 – Напрями передачі потужності

Тип: АТДЦТН – 250/330/150/15.

Потужність синхронного компенсатора: $Q_{СК}=30$ мвар.

Потужність, яка передається з високої сторони на середню складає $0,6 \cdot S_{Н\text{АТ}}$

Перевірити допустимість роботи АТ у такому режимі.

1) Визначаємо струми у кожній обмотці АТ:

$$I_{НВ} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,44 \text{ кА};$$

$$I_{НС} = \frac{S_{\text{пер}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НС}};$$

$$I_{НС} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0,58 \text{ кА};$$

$$I_{НН} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15} = 9,63 \text{ кА};$$

$$S_{\text{пер}} = 0,6 \cdot 250 = 150 \text{ МВА.}$$

2) Розрахункові струми у обмотках.

Щоб АТ допустимо працював у заданому режимі, необхідно не перевантажувати загальну обмотку, тобто

$$I_{\text{ороз}} \leq I_{НС};$$

$$I_{o(c) \text{ роз}} = \frac{S_{o(3)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НС}}}$$

Потужність, на яку завантажують послідовну обмотку, визначається:

$$S_n = I_n(U_B - U_C) = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} \cdot (U_B - U_C) = K_{\text{виг}} \cdot S_B,$$

де $K_{\text{виг}}$ – коефіцієнт вигідності

$$K_{\text{виг}} = \frac{U_B - U_C}{U_B},$$

$$K_{\text{виг}} = \frac{330 - 150}{330} = 0,546.$$

$K_{\text{виг}}$ показує, яка частина потужності АТ передається електромагнітним шляхом. Чим він менше, тим менше розміри АТ та його вартість.

Струм загальної обмотки:

$$S_{\text{разр.з}} = \sqrt{(K_{\text{виг}} \cdot P_B)^2 + (K_{\text{виг}} \cdot Q_B + Q_H)^2}, \text{ МВА},$$

$$S_{\text{разр.з}} = \sqrt{(0,546 \cdot 192)^2 + (0,546 \cdot 80 + 30)^2} = 128 \text{ МВА};$$

$$I_{\text{роз с}} = \frac{128}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0,49 \text{ кА},$$

$$I_{\text{роз с}} < I_c; \quad 0,49 \text{ кА} < 0,58 \text{ кА}.$$

Робота АТ у цьому заданому режимі допустима.

1.3. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ

1.3.1. Складання структурних схем електростанцій та вибір основного електрообладнання

Структурні схеми видачі потужності складаються на першому етапі проєктування електроустановки ще до розробки головної схеми.

Структурна схема залежить від складу обладнання (кількості генераторів і трансформаторів), розподілу генераторів і навантаження між розподільчими пристроями (РП) різної напруги та зв'язку між цими РП.

Вихідні дані: скласти структурну схему станції типу КЕС 6·200МВт;

$$U_{\text{сн}} = 220\text{кВ}; \quad U_{\text{вн}} = 500\text{кВ}, \quad P_{\text{max}} = 800\text{МВт}; \quad P_{\text{min}} = 620\text{МВт}$$

1) Проаналізувавши вихідні дані, необхідно вибрати по довіднику тип генератора: ТГВ -200 та його параметри $S_{\text{нг}} = 241,3 \text{ МВА}$, $\cos \varphi = 0,85$.

2) Кількість генераторів, підключених до шин середньої напруги для блокових станцій, визначається по формулі:

$$П_{\text{Гсн}} = \frac{S_{\text{max сн}}}{S_{\text{нг}}},$$

де $S_{\text{max сн}}$ – максимальне навантаження на шинах середньої напруги;

$S_{\text{нг}}$ - номінальна потужність одного генератора:

$$П_{\text{Гсн}} = \frac{S_{\text{max сн}}}{\cos \varphi_{\text{Г}} \cdot S_{\text{нг}}};$$

$$П_{\text{Гсн}} = \frac{800}{0,85 \cdot 241,3} = 3,9 \approx 4 \text{ шт.}$$

Генератори, які залишились, підключаються до шин РП високої напруги:

$$6 - 4 = 2 \text{ шт.}$$

Тоді структурна схема заданої електростанції буде:

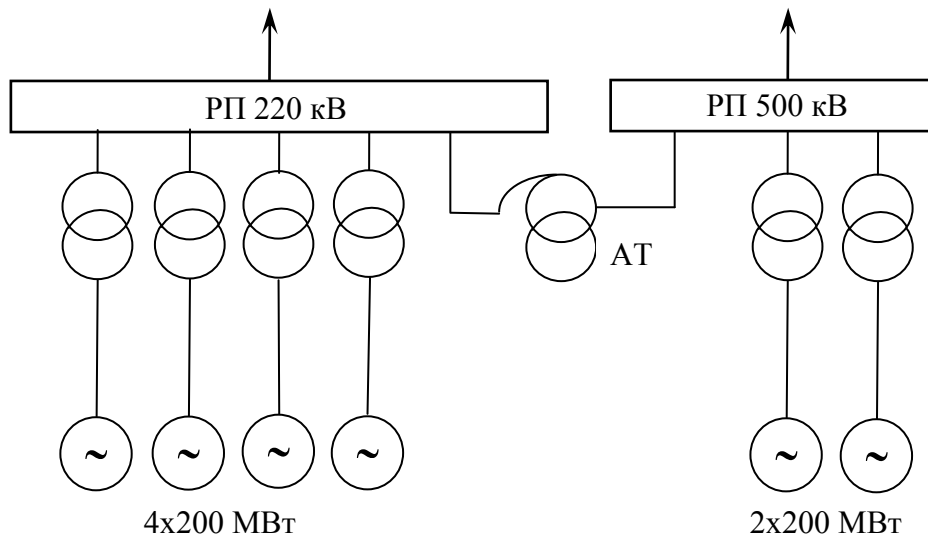


Рисунок 1.7 – Структурна схема заданої електростанції

3) Вибір блокових трансформаторів

На блокових електростанціях генератори з трансформаторами з'єднуються за схемою блоку. Тому кількість і потужність блокових трансформаторів визначаються кількістю і потужністю встановлених генераторів:

$$S_{\text{бл.т}} \geq (1,05 \div 1,15) S_{\text{нг}};$$

$$S_{\text{бл.т}} \cong 253 \text{ МВА.}$$

Але треба враховувати, що блокові трансформатори підключені до РП різних напруг. Тому обираємо 4 трансформатори з напругою первинної обмотки 220кВ: ТДЦ – 250/220, та 2 трансформатора с первинною напругою 500кВ : ТЦ – 250/500.

4) Для зв'язку між шинами РП різних напруг на електричних станціях блокового типу встановлюються автотрансформатори.

Якщо через трансформатори зв'язку не буде постійного перетоку потужності, тобто якщо зв'язок між шинами резервує живлення споживачів середньої напруги при відключенні одного з генераторів, допускається встановлювати один трансформатор зв'язку.

Потужність трансформатора зв'язку вибирається, виходячи з величини перетоку потужності між шинами РП ВН і СН у різних режимах, які можуть мати

місце в умовах експлуатації. При цьому враховуються максимально можливі перетоки, тобто:

$$S_{\text{роз.т зв}} \geq S_{\text{мах пер}}$$

де $S_{\text{роз.т зв}}$ - розрахункова сумарна потужність трансформаторів зв'язку;

$S_{\text{мах пер}}$ - максимальна величина перетоку.

При визначенні максимального перетоку варто проаналізувати максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи станції. Під аварійним режимом роботи розуміють відмовлення одного блоку, підключеного до шин РП СН.

а) режим максимального навантаження:

$$S_{\text{мах}} =$$

$$\sqrt{[\Sigma P_{\text{ГЧН}} - (P_{\text{мах}} + \Sigma P_{\text{в.п.}})]^2 + [\Sigma P_{\text{ГЧН}} + tg\varphi_r + (P_{\text{мах}} \cdot tg\varphi_r + \Sigma P_{\text{в.п.}} \cdot tg\varphi_{\text{в.п.}})]^2},$$

де $\Sigma P_{\text{ГЧН}}$ - сумарна активна потужність генераторів, підключених до шин РП, де задане навантаження;

$P_{\text{мах}}$ - активне навантаження шин середньої напруги;

$\Sigma P_{\text{в.п.}}$ - сумарна активна потужність власних потреб, приймається в залежності від типу станції (6÷10)% від $\Sigma P_{\text{Г}}$;

$tg\varphi_r$ - відповідає відому $\cos \varphi_r$;

$tg\varphi_{\text{в.п.}}$ - відповідає відому $\cos \varphi_{\text{в.п.}} = 0,85$;

$$P_{\text{в.п.}} = 0,08 \cdot 1200 = 96 \text{ МВм};$$

$$tg\varphi_{\text{в.п.}} = 0,621;$$

$$S_{\text{мах}} =$$

$$\sqrt{[800 - (800 + 96)]^2 + [800 \cdot 0,621 + (800 \cdot 0,621 + 96 \cdot 0,621)]^2} =$$

$$\sqrt{[800 - 896]^2 + [496,8 + (496,8 + 59,6)]^2} = \sqrt{9,216 + 1109230,2} =$$

$$\sqrt{1118446,24} = 1057,6 \text{ МВА}.$$

б) режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} =$$

$$\sqrt{[\Sigma P_{\text{ГЧН}} - (P_{\text{мін}} + \Sigma P_{\text{в.п.}})]^2 + [\Sigma P_{\text{ГЧН}} \cdot tg\varphi_r + (P_{\text{мін}} \cdot tg\varphi_r + \Sigma P_{\text{в.п.}} \cdot tg\varphi_{\text{в.п.}})]^2},$$

де $P_{\min}$ - мінімальне задане активне навантаження на шинах РП середньої напруги;

$$S_{\min} = \sqrt{[800 - (620 + 96)]^2 + [800 \cdot 0,621 + (620 \cdot 0,621 + 96 \cdot 0,621)]^2} = \\ \sqrt{[800 - 716]^2 + [496,8 + (385 + 59,6)]^2} = \sqrt{7056 + [496,8 + 444,6]} = \\ \sqrt{7056 + 8862334} = \sqrt{893289,96} = 945,14 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \sqrt{[\Sigma P_{r-1} - (P_{\max} + \Sigma P_{\text{вп}})]^2 + [\Sigma P_{r-1} \cdot \text{tg} \varphi_r + (P_{\max} \cdot \text{tg} \varphi_r + \Sigma P_{\text{вп}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{в.п.}})]^2} \\ S_{\text{ав}} = \sqrt{[600 - (800 + 96)]^2 + [600 \cdot 0,621 + (800 \cdot 0,621 + 96 \cdot 0,621)]^2} = \\ \sqrt{87616 + [372,6 + (496,8 + 59,6)]^2} = \sqrt{87616 + 863041} = \sqrt{950657} = \\ \cong 975 \text{ МВА}.$$

Потужність трансформаторів зв'язку вибирається так, щоб уся наявна на шинах надлишкова потужність могла би видаватися у систему:

$$\Sigma S_{\text{мр.зв}} \geq S_{\text{пер.мах}}.$$

Максимальний перетік потужності, який має місце в одному з зазначених вище режимах, повинний бути забезпечений трансформаторами зв'язку навіть за умови відключення одного з них (при цьому може бути використана навіть перевантажувальна здатність трансформатора, який залишився в роботі).

Тому $\Sigma S_{\text{мр.зв}} \geq 1058 \text{ МВА}$ – найбільший перетік потужності з трьох розрахованих режимів.

При двох автотрансформаторах, що працюють при добовому коефіцієнті навантаження $\beta \leq 0,93$, потужність кожного з них повинна бути:

$$S_{\text{АТ}} \geq \frac{S_{\text{пер.мах}}}{1,4},$$

де $S_{\text{пер.мах}}$ - максимальний розрахунковий перетік потужності між шинами РП СН і ВН;

1,4 – коефіцієнт допустимого перевантаження

$$S_{\text{АТ}} \geq \frac{1058}{1,4} = 755,7 \text{ МВА}.$$

З довідника вибираємо тип та потужність АТ зв'язку в залежності від рівнів напруги: 2хАТДЦН – 500000/500/220.

РОЗДІЛ 2. СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,38 кВ

Розрахункові навантаження окремих споживачів електричної енергії задаються денним P_d або вечірнім P_v , кВт, максимумами, або визначаються за максимальною потужністю на вводі до споживача.

$$P_d = \kappa_d \cdot P_{\max}, \quad P_v = \kappa_v \cdot P_{\max},$$

де κ_d , κ_v – 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 – $\kappa_d = 1$; $\kappa_v = 0,6$; для побутових споживачів без електроплит – $\kappa_d = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa_v = 1$; для побутових споживачів із електроплитами – $\kappa_d = 0,6$; $\kappa_v = 1$; для змішаного навантаження – $\kappa_d = \kappa_v = 1$.

Тоді навантаження денного максимуму P_d , кВт, для групи споживачів дорівнює:

$$P_d = \kappa_d \cdot P_v.$$

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), то навантаження окремої ділянки лінії визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів з урахуванням коефіцієнта одночасності, окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.d.} = k_o \cdot \sum P_{di}, \quad P_{p.v.} = k_o \cdot \sum P_{vi},$$

де k_o – коефіцієнт одночасності; P_{di} і P_{vi} – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Коефіцієнт потужності споживачів визначається із літературних джерел [6,7], а для групи споживачів він визначається як середньозважене значення

$$\cos \varphi_{c.z.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}.$$

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

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

$$S_{p.d.} = \frac{P_{p.d.}}{\cos \varphi_d}; \quad S_{p.e.} = \frac{P_{p.e.}}{\cos \varphi_e}.$$

Задача 2.1

П'ятнадцять житлових будинків в населеному пункті нової забудови без газифікації зібрані в три групи по п'ять будинків. Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_d / \cos \varphi_e$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) показані на розрахунковій схемі лінії (рисунок 2.1). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

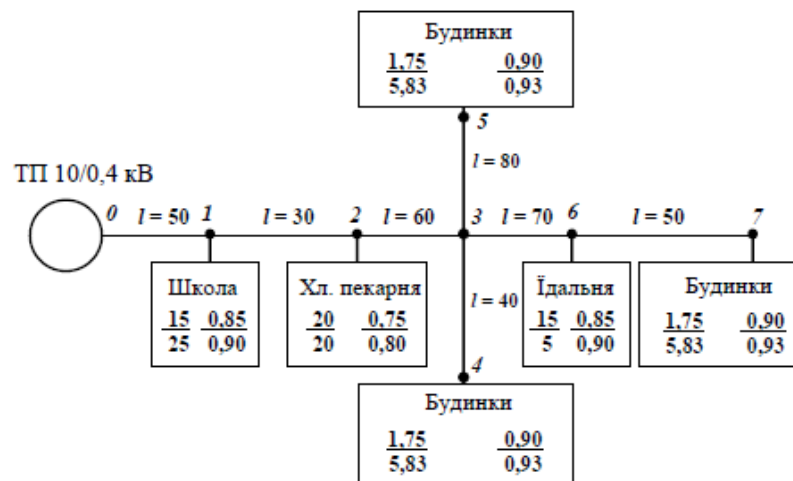


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Розв'язання:

1. Навантаження на ввіді до житлового будинку (розрахункове навантаження) визначаємо із літературних джерел [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:

$$\begin{aligned}P_{\varepsilon} &= n \cdot k_o \cdot P_{\max}; & P_{\varepsilon} &= 5 \cdot 0,53 \cdot 2,2 = 5,83 \text{ кВт.} \\P_{\partial} &= \kappa_{\partial} \cdot P_{\varepsilon}; & P_{\partial} &= 0,3 \cdot 5,83 = 1,75 \text{ кВт.}\end{aligned}$$

3. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

$$\begin{aligned}P_{\text{з.о.}} &= L \cdot P_{0\text{впл.}} + N \cdot P_{0\text{прим.}}; \\P_{\text{з.о.}} &= 260 \cdot 10 + 3 \cdot 250 = 3350 \text{ Вт} = 3,35 \text{ кВт.}\end{aligned}$$

4. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Так як навантаження неоднорідні і не сумірні, то їх підсумовування виконуємо методом надбавок. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 2.1)

$$\begin{aligned}P_p &= P_{\varepsilon} + \Delta P_M. \\P_{p.\partial.7-6} &= P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт}; & P_{p.\varepsilon.7-6} &= P_{\varepsilon} = 5,83 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.6-3} &= 15 + \Delta 1,75 = 15 + 1,05 = 16,05 \text{ кВт}; \\P_{p.\varepsilon.6-3} &= 5,83 + \Delta 5 = 5,83 + 3 = 8,83 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.4-3} &= P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт}; & P_{p.\varepsilon.4-3} &= P_{\varepsilon} = 5,83 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.5-3} &= P_{\partial} = 1,75 \text{ кВт}; & P_{p.\varepsilon.5-3} &= P_{\varepsilon} = 5,83 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.3-2} &= 16,05 + \Delta 1,75 + \Delta 1,75 = 16,05 + 1,05 + 1,05 = 18,15 \text{ кВт}; \\P_{p.\varepsilon.3-2} &= 8,83 + \Delta 5,83 + \Delta 5,83 = 8,83 + 3,50 + 3,50 = 15,83 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.2-1} &= 20,00 + \Delta 18,15 = 20,00 + 11,30 = 31,30 \text{ кВт}; \\P_{p.\varepsilon.2-1} &= 20,00 + \Delta 15,83 = 20,00 + 9,70 = 29,70 \text{ кВт.} \\P_{p.\partial.1-0} &= 31,30 + \Delta 15,00 = 31,30 + 9,15 = 40,45 \text{ кВт}; \\P_{p.\varepsilon.1-0} &= 29,70 + \Delta 25,00 = 29,70 + 15,70 = 45,40 \text{ кВт.}\end{aligned}$$

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

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

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

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

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

6. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

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

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

$$S_{p.\delta.7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\varepsilon.7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\delta.6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,70 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\varepsilon.6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,60 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках лінії виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Визначення розрахункових навантажень в лінії 0,38кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \phi_d$	$\cos \phi_v$	$S_{p,d}$, кВА	$S_{p,v}$, кВА
	P_d , кВт	P_v , кВт	P_d , кВт	P_v , кВт	ΔP_d , кВт	ΔP_v , кВт	P_{pd} , кВт	P_{pv} , 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 2.2 (самостійно)

Житлові будинки в населеному пункті старої забудови з газифікацією зібрані в групи по чотири будинки. Навантаження (P_d/P_v , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \phi_d / \cos \phi_v$) інших споживачів та довжини ділянок лінії (l , м) вказані на розрахунковій схемі (рисунок 2.2). Визначити розрахункові навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ для заданого варіанта лінії (таблиця 2.2) та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці:

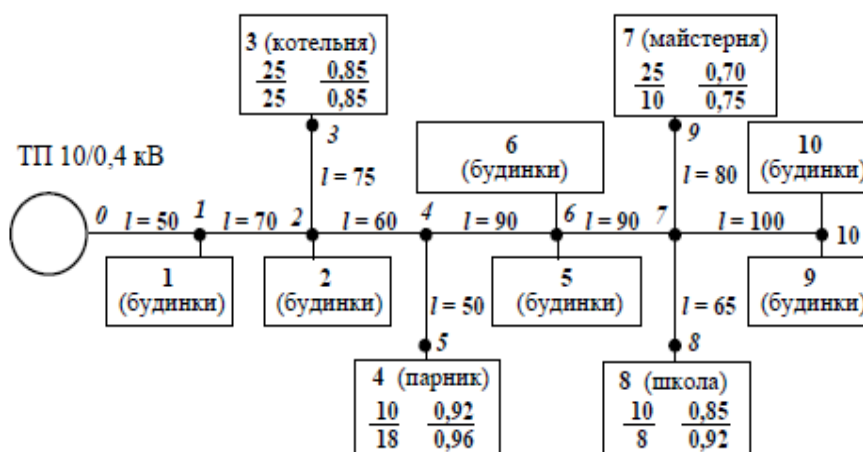


Рисунок 2.2 - Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 2.2 – 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

2.2. ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Визначення розрахункової потужності одно- або двотрансформаторних підстанцій напругою 6...10/0,4 кВ здійснюється шляхом підсумовування розрахункової активної потужності на головних відгалуженнях ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції. Розрахунок виконується методом надбавок окремо для денних і вечірніх навантажень. При цьому потужність системи зовнішнього освітлення населеного пункту повністю додається до сумарного значення вечірнього максимуму.

$$P_{p.d. \text{ тп}} = P_{p.d. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}$$

$$P_{p.v. \text{ тп}} = P_{p.v. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.v. \text{ лін.м}} + P_{з.о.}$$

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) $S_{p.d. \text{ тп}}$ та $S_{p.v. \text{ тп}}$, кВА, визначається через відповідний коефіцієнт потужності за виразами:

$$S_{p.d. \text{ тп}} = \frac{P_{p.d. \text{ тп}}}{\cos \varphi_d}, \quad S_{p.v. \text{ тп}} = \frac{P_{p.v. \text{ тп}}}{\cos \varphi_v}$$

За розрахункову $S_{p.d. \text{ тп}}$, кВА, приймається більша повна розрахункова потужність трансформатора – денна або вечірня ($S_{p.d. \text{ тп}}$ або $S_{p.v. \text{ тп}}$).

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:

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.тп}}{n} \leq S_{\text{екон. max}},$$

де $S_{p.тп}$ – повна розрахункова потужність підстанції 10/0,4 кВ, кВА; n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.; $S_{\text{екон. min}}$, $S_{\text{екон. max}}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА.

Прийняті номінальні потужності трансформаторів підлягають перевірці з урахуванням їх роботи в нормальному режимі експлуатації за умови допустимого систематичного навантаження. Для забезпечення надійної роботи підстанції вибрані значення номінальних потужностей трансформаторів перевіряють відповідно до такого співвідношення:

$$\frac{S_{p.тп}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c,$$

де p ТП $S_{p.тп}$ – 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:

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

де: $k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, при табличній середньодобовій температурі повітря $t_{п.т.}$; α – розрахунковий температурний градієнт, 1/0С; t_n – середньодобова температура повітря, 0С; $t_{н.м.}$ – таблична середньодобова температура повітря, 0С.

У випадку, якщо наведена умова не виконується, для підстанції 10/0,4 кВ необхідно передбачити встановлення трансформатора більшої номінальної потужності. Річне споживання електричної енергії на шинах підстанції орієнтовно визначається за значенням розрахункового активного навантаження та тривалістю використання максимального навантаження:

$$W_{рік} = P_{р max} \cdot T,$$

де: $P_{рмах}$ – максимальне активне розрахункове навантаження ТП, кВт; T – час використання максимального навантаження, год.

Задача 2.2.1

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Навантаження ліній $P_{р.д. \text{ лін.}} / P_{р.в. \text{ лін.}}$, кВт, наведено в таблиці 2.1. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д. \text{ лін.}}$ та $P_{р.в. \text{ лін.}}$ 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.

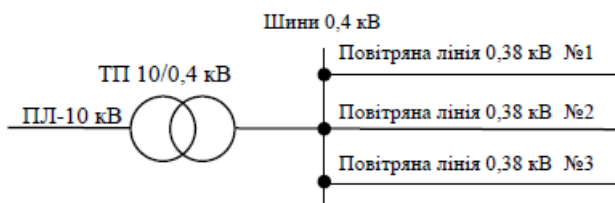


Рисунок 2.2.1 - Схема підстанції 10/0,4 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

Навантаження ліній $P_{р.д. \text{ лін.}} / P_{р.в. \text{ лін.}}$, 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:

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

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

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

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

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

2. За літературою [2-8] визначаємо коефіцієнти потужності для споживчої ТП 10/0,4 кВ із змішаним навантаженням:

$$\cos \varphi_d = 0,8; \quad \cos \varphi_v = 0,83.$$

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

$$S_{p.d.тп} = \frac{P_{p.d.тп}}{\cos \varphi_d}, \quad S_{p.s.тп} = \frac{P_{p.s.тп}}{\cos \varphi_s}.$$

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

Так як $S_{p.v.тп} = 136,6 \text{ кВА} > S_{p.d.тп} = 103,6 \text{ кВА}$, то за розрахункову потужність приймаємо $S_{p.v.тп} = 136,6 \text{ кВА}$.

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

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

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

5. Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора [7] (Додаток А):

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

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

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

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

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

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T = 3000 \text{ год}$:

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

Задача (самостійно)

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

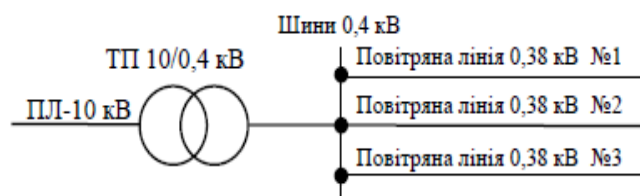


Рисунок 2.2.2 – Схема підстанції

Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}, \text{ кВт}$			$P_{з.в.}, \text{ кВт}$	$t_n, ^\circ\text{C}$	Характер навантаження	$T, \text{ год}$
	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

Додаток А

Таблиця А.1 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

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.2 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень трансформаторів 10/0,4 кВ

Вид навантаження	$S_{н.тр.}$, кВА	$t_{н.т.}$, °C	$k_{с.т.}$	$\alpha \cdot 10^{-2}$, 1/°C
Виробниче	до 63	-10	1,65	0,77
	100 і більше		1,59	
Комунальне	до 63	-10	1,68	0,78
	100 і більше		1,65	
Житлові будинки	до 63	-10	1,70	0,81
	100 і більше		1,68	
Змішане навантаження	до 63	-10	1,58	0,73
	100 і більше		1,77	

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

Навантаження на ділянках мережі напругою 6...35 кВ визначають з метою правильного вибору потужності районних трансформаторних підстанцій (РТП), підбору перерізів проводів, вибору необхідного електрообладнання та виконання розрахунків параметрів релейного захисту.

Розрахунок навантажень на окремих відрізках розподільчих ліній 6...35 кВ здійснюється шляхом підсумовування розрахункових навантажень на шинах споживчих підстанцій 6...35/0,4 кВ із застосуванням коефіцієнта одночасності, причому окремо враховуються денні та вечірні максимуми.

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{d.TPi}, \quad P_{p.e.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{e.TPi},$$

де k_o – коефіцієнт одночасності; $P_{d.TPi}$ і $P_{e.TPi}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -ї споживчої підстанції, кВт. Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо в залежності від кількості споживачів.

Якщо навантаження окремих споживчих трансформаторних підстанцій суттєво різняться (більш ніж у чотири рази), їх підсумовування виконується за допомогою спеціальних таблиць надбавок. Методика розрахунку подібна до тієї, що застосовується в мережах 0,38 кВ, проте використовуються інші таблиці.

Навантаження трансформаторних підстанцій 6...35/0,4 кВ зазвичай має змішаний характер.

У випадку, коли в зоні електропостачання функціонують сезонні споживачі (зернотокі, насосні станції зрошення тощо), їх навантаження при визначенні розрахункового сумуються з урахуванням коефіцієнта сезонності k_s .

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{d.TPi}, \quad P_{p.e.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{e.TPi}.$$

Розрахункові навантаження ліній напругою 35 та 110 кВ, а також районних трансформаторних підстанцій визначають шляхом підсумовування навантажень на шинах підстанцій 35...110/6...10 кВ. При цьому застосовуються такі значення

коефіцієнтів одночасності: для двох підстанцій – $k_o = 0,97$; для трьох – $k_o = 0,95$; для чотирьох і більше – $k_o = 0,9$.

Повна розрахункова потужність ділянки лінії визначається з урахуванням коефіцієнта потужності навантаження.

$$S_{p.d.} = \frac{P_{p.d.}}{\cos \varphi_d}; \quad S_{p.s.} = \frac{P_{p.s.}}{\cos \varphi_s}.$$

Для споживачів, що працюють при напрузі понад 1 кВ, коефіцієнт потужності визначають за відповідними графіками залежно від співвідношення виробничого навантаження до сумарного навантаження всіх споживачів [3–9].

Задача 2.3.1

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.d.}$, $S_{p.v.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.тп.і}$ / $P_{в.тп.і}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 2.3.1). Характер навантаження споживчих ТП – виробничий.

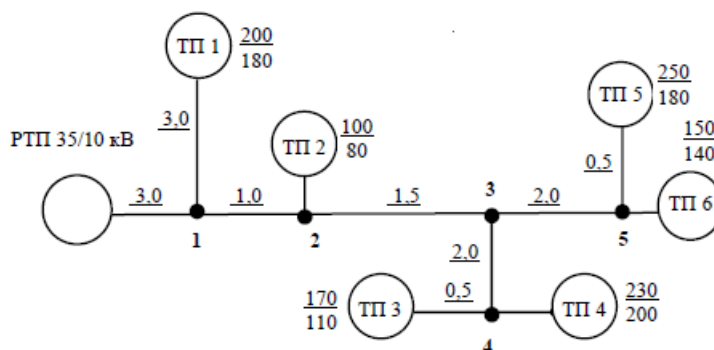


Рисунок 2.3.1 – Розрахункова схема

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Навантаження підсумовуємо із використанням коефіцієнта одночасності. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії:

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{д.тп.і}, \quad P_{p.s.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{с.тп.і}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$P_{p.d.} = P_d = 250 \text{ кВт}; \quad P_{p.s.} = P_s = 180 \text{ кВар}.$$

– ділянка 5-3:

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

– ділянка ТП3-4:

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

– ділянка 4-3:

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

– ділянка 3-2:

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

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

– ділянка 2-1:

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

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

– ділянка ТП1-1:

$$P_{p.d.} = P_{\partial} = 200 \text{ кВт}; \quad P_{p.с.} = P_{с} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 1-РТП:

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

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

2. Коефіцієнт потужності для ТП із виробничим характером навантаження становить:

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

$$\cos \varphi_{с} = 0,75;$$

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

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

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

– ділянка ТП5-5:

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

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

– ділянка 5 - 3:

$$S_{p.d.} = \frac{360}{0,7} = 514,3 \text{ кВА};$$

$$S_{p.с.} = \frac{288}{0,75} = 384,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.3.1.

Таблиця 2.3.1 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{д.тп.і},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{р.тп.і},$ кВт	k_o	$P_{р.д.і},$ кВт	$P_{р.р.і},$ кВт	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_r$	$S_{р.д.і},$ кВА	$S_{р.р.і},$ 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 2.3.2 (самостійно)

Визначити повну розрахункову потужність $S_{рд}$, $S_{рв}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ для заданого варіанту лінії (таблиця 2.3.2). Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д\text{ тп } i}$, $P_{в\text{ тп } i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рис. 2.3.2). Характер навантаження споживчих ТП – змішаний.

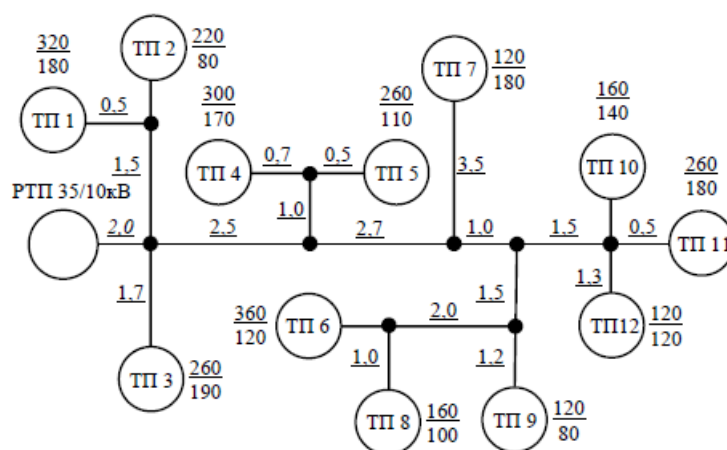


Рисунок 2.3.2 - Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

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

Додаток А

Таблиця А.1 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ.

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.2 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт)

P_M	$\Delta P_{нб}$	P_M	$\Delta P_{нб}$	P_M	$\Delta P_{нб}$	P_M	$\Delta P_{нб}$
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

2.4. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Електричний струм, що протікає крізь обмотки трансформаторів, проводи повітряних ліній та струмопровідні жили кабельних мереж, спричиняє втрати потужності та енергії, які проявляються у вигляді нагрівання цих елементів. Компенсація таких втрат здійснюється генераторами електростанцій, що призводить до додаткового навантаження на них і потребує підвищених витрат енергоносіїв.

Під час проєктування електричних мереж прагнуть мінімізувати енергетичні втрати в їх елементах. За незмінного коефіцієнта потужності цього можна досягти головним чином за рахунок збільшення перерізу проводів, проте це супроводжується зростанням витрат металу на будівництво мережі.

Відповідно до закону Джоуля–Ленца, втрати потужності в провіднику (ΔP), Вт, визначаються за формулою:

$$\Delta P = I^2 \cdot r,$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А; r – активний опір провідника, Ом.

Якщо струм, що проходить через провідник (лінію чи трансформатор), протягом певного часу (t) залишається сталим ($I = \text{const}$), то втрати енергії в провіднику (ΔW), Вт·год, за умови незмінного коефіцієнта потужності визначаються за формулою:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t.$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності:

$$\Delta W = I^2 \cdot r \cdot 8760,$$

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

Струм у мережі не залишається сталим, а змінюється протягом доби та впродовж року залежно від режиму роботи споживачів. Тому для визначення

втрат потужності та енергії в мережі зі змінним навантаженням використовують графік річного навантаження — так званий річний графік навантаження або графік навантаження за тривалістю.

Згідно формул, втрати потужності й енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає по ній. Тому на основі річного графіка навантаження за тривалістю будують відповідний річний графік квадрата струму в лінії. Площа, обмежена цим графіком і осями координат, є пропорційною до річних втрат електричної енергії в мережі.

Для трифазної лінії з навантаженням у кінці втрати енергії (ΔW), Вт·год, визначають за формулою:

$$\Delta W_{\Sigma} = 3r_{\Sigma} \cdot \int_0^t i_{\Sigma}^2 dt,$$

або

$$\Delta W_{\Sigma} = 3r_{\Sigma} \cdot I_{\max \Sigma}^2 \cdot \tau,$$

або

$$\Delta W_{\Sigma} = 3r_{\Sigma} \cdot I_{\text{с.кв.}}^2 \cdot 8760,$$

де r_{Σ} — активний опір проводу однієї фази лінії, Ом; i_{Σ} — струм, що протікає в проводі лінії, А; $I_{\max \Sigma}$ — 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

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

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

де: U_{Σ} — номінальна напруга мережі, В; $P_{\max \Sigma}$ — максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт; $\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі r_{Σ} , Ом, визначається за виразом:

$$r_{\Sigma} = r_0 \cdot l,$$

де: r — питомий опір проводу, Ом/км; l — довжина лінії, км.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках ΔP_m , Вт (втрати в міді, або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу ΔP_x , Вт (втрати в сталі, або втрати холостого ходу), тобто:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_m + \Delta P_x.$$

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:

$$\Delta P_m = 3r_{mp} \cdot I_{mp}^2,$$

або

$$\Delta P_m = \Delta P_{m.n} \cdot \left(\frac{I_{mp}}{I_{n.mp}} \right)^2 = \Delta P_{m.n} \cdot \left(\frac{S_{mp}}{S_{n.mp}} \right)^2.$$

де: r_{tr} – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом; I_{tr} – струм навантаження трансформатора, А; $I_{n.tr}$ – номінальний струм трансформатора, А; S_{tr} – розрахункова потужність трансформатора, ВА; $S_{n.tr}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА; ΔP – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт.

Сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{m.n} \cdot \left(\frac{S_{mp}}{S_{n.mp}} \right)^2 + \Delta P_x,$$

де: $\Delta P_x = \Delta P_{xx}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу), Вт

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

$$\Delta W_{mp} = 3r_{mp} \cdot I_{\max mp}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760,$$

або

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{m.n} \cdot \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{n.mp}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760,$$

де: τ – час максимальних втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год; $I_{\max \text{ тр}}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А; $S_{\max \text{ тр}}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

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

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

де: n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max \text{ тр}} = S_{\text{н.тр.}} \cdot K_3,$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_{\max \text{ тр}}}{S_{\text{н.тр.}}}.$$

Сумарні втрати електричної енергії в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma \text{ СЕ}} = \Delta W_{\Sigma \text{ ПЛ}} + \Delta W_{\Sigma \text{ тр}},$$

де: $\Delta W_{\Sigma \text{ ПЛ}}$ – сумарні втрати енергії в лініях електропередачі, Вт · год; $\Delta W_{\Sigma \text{ тр}}$ – сумарні втрати енергії в трансформаторах, Вт · год.

Задача 2.4.1

Визначити річні втрати електричної енергії у системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma \text{ СЕ}}$, кВт · год (рисунок 2.4.1), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю 1,6 S н тр МВА з коефіцієнтом завантаження $K_3 = 0,9$ та з трьох повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 2.4.1. Матеріал проводу ліній – алюміній.

Таблиця 2.4.1 – Розрахункові дані мережі

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

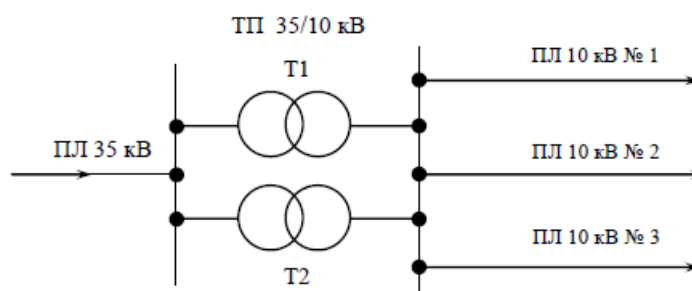


Рисунок 2.4.1 - Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 2.4.2 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-ів	S_{tr}, MVA	κ_3	№ лінії	Параметри лінії			№ лінії	Параметри лінії			$T, год$
					$P, кВт;$	$L, км$	$\cos \varphi$		$I, A;$	$L, км$	$\cos \varphi$	
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 2.4.2 (Самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 2.4.3), що складається з силових трансформаторів

напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 2.4.3. Матеріал проводу – сталь-алюміній

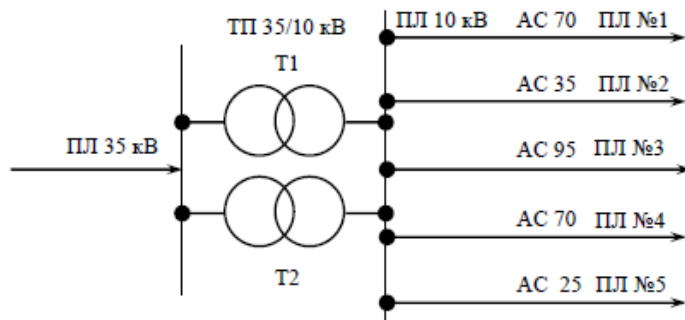


Рисунок 2.4.2 - Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 2.4.3 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-в	$S_{\text{тр}}, \text{ MVA}$	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

Додаток А

Таблиця А.1 – Залежність річної кількості годин використання максимуму T та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутове		Виробниче		Змішане	
	T	τ	T	τ	T	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.2 – Розрахункові дані алюмінієвих неізолюваних проводів марок А, АН, АЖ

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
1	2	3	4	5	6	7
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

1	2	3	4	5	6	7
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця А.3 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК

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

Таблиця А.4 – Основні технічні характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів

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_h , % I_n	Тип перемикання 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 _н - 0	0,13	0,6	4,5	3,2	ПБВ
ТМ	25	10	0,4	Y/Z _н - 11	0,13	0,69	4,7	3,2	ПБВ
ТМ	40	6	0,4	Y/Y _н - 0	0,18	0,88	4,5	3,0	ПБВ
ТМ	40	10	0,4	Y/Z _н - 11	0,18	1,0	4,7	3,0	ПБВ
ТМ	63	6	0,4	Y/Y _н - 0	0,25	1,28	4,5	2,8	ПБВ
ТМ	63	10	0,4	Y/Z _н - 11	0,25	1,47	4,7	2,8	ПБВ
ТМ	100	6	0,4	Y/Y _н - 0	0,34	1,97	4,5	2,6	ПБВ
ТМ	100	10	0,4	Y/Z _н - 11	0,34	2,27	4,7	2,6	ПБВ
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _н - 0	0,44	1,97	6,5	2,6	ПБВ
ТМ	100	35	0,4	Y/Z _н - 11	0,44	2,27	6,8	2,6	ПБВ
ТМ	160	6	0,4	Y/Y _н - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБВ
ТМФ	160	10	0,4	Y/Y _н - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБВ
ТСЗ	160	10	0,4	Y/Y _н - 0	0,7	2,7	5,5	4,0	ПБВ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _н - 0	0,66	2,65	6,5	2,4	ПБВ
ТМ	160	35	0,4	Y/Z _н - 11	0,66	3,10	6,8	2,4	ПБВ
ТМ	250	6	0,4	Y/Y _н - 0	0,78	3,7	4,5	2,3	ПБВ
ТМФ	250	10	0,4	Y/Z _н - 11	0,78	4,2	4,7	2,3	ПБВ
ТСЗ	250	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,0	3,8	5,5	3,5	ПБВ
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _н - 0	0,95	3,7	6,5	2,3	ПБВ
ТМ	250	35	0,4	Y/Z _н - 11	0,95	4,2	6,8	2,3	ПБВ
ТМ	400	6	0,4	Y/Y _н - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБВ
ТМФ	400	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБВ
ТМН	400	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	РПН
ТСЗ	400	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,3	5,4	5,5	3,0	ПБВ
ТМ	400	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБВ
ТМН	400	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	РПН
ТМ	630	6	0,4	Y/Y _н - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБВ
ТМФ	630	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБВ
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _н - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТСЗ	630	10	0,4	$Y/Y_{\text{н}} - 0$	2,0	7,3	5,5	1,5	ПБВ
ТСЗ	1000	10	0,4	$Y/Y_{\text{н}} - 0$	3,0	11,2	5,5	1,5	ПБВ
ТМ	630	35	0,4	$Y/Y_{\text{н}} - 0$	1,75	7,6	6,5	2,0	ПБВ
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	ПБВ
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	ПБВ
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	ПБВ
ТДНС	10000	37	10,5	$Y/Д - 11$	12,0	60,0	8,0	0,75	РПН

Таблиця А.5 – Залежність $\tau = f(T)$ при різних $\cos \varphi$

	Час втрат τ для часу використання максимуму навантаження T , 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

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. НЦЕНАС, 2023. – 176 с.
2. Гажаман В. І., Погуляев Є. С., Цимбалюк А. У. Посібник для працівників, які організовують або виконують роботи в електроустановках. Харків: Форт, 2003, 152 с.
3. Остапчук О.В., Денисюк П.Л., Матеєнко Ю.П. Електрична частина станцій та підстанцій. Навчальний посібник. Київ: КПУ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 182 с.
4. Бардик Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання. Київ: «Політехніка», 2022, 250 с.
5. Маліновський А.А., Хохулін Б.Н. Основи електропостачання. Львів, «Львівська політехніка». 2015. 324 с.
6. Кацадзе Т. Л. Регулювання споживання електричної енергії установками з акумулюванням тепла [Електронний ресурс] Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики. 2017. С. 188–191 : Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/download/130317/125965>
7. Керування графіка навантаження в електричних мережах споживачами-регуляторами [Електронний ресурс] / [С. В. Бахмачук, Ю. С. Громадський, С. М. Савицький, Д. А. Гапон] // ScienceRise. 2016. № 2/2 (19). С. 55– 57. Режим доступу <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/16444/13926>
8. Постанова НКРЕ № 1234 від 29.10.2019 . Про затвердження Критеріїв визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z1126-19>.
9. Сайт Європейського Союзу «EUR-Lex». Décret n° 2021-1479 du 9 novembre 2021 relatif à l'étiquetage des produits ayant une incidence sur la consommation d'énergie [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2011/11/9/ EFIC1126821D/jo/texte>.
10. Сайт Європейського Союзу «EUR-Lex». [Режим доступу]: <https://eurlex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31992L0075>.

11. <https://uaenergy.com.ua/>
12. <https://mpe.kmu.gov.ua/>
13. <https://ukrenergy.dp.ua/>
14. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Sushko D. Improving the harmonic composition of output voltage in multilevel inverters under an optimum mode of amplitude modulation. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2020. Vol 2. No.8(104). P. 17-24.

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному та мережному режимі

Пантелєєва Ірина Вікторівна
Пономаренко Олена Михайлівна

ОСНОВИ ВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Методичні вказівки

до проведення практичних занять для здобувачів вищої освіти
першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за
спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта (Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 18.12.2025. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 2,87. Обсяг 1,310 Мб. Зам. № 565/25.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна