

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»



**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ
З ДИСЦИПЛІНИ „ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ”**

Дніпропетровськ
2011

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ
З ДИСЦИПЛІНИ „ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ”
для студентів спеціальності
“Електротехнічні системи електроспоживання”

Дніпропетровськ
ДВНЗ «НГУ»
2011

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни „Електропостачання” для студентів спеціальності “Електротехнічні системи електроживлення” / Упорядн. В.Т. Заїка, В.В. Самойленко, О.В. Бобров, А.С. Румянцев. – Д.: ДВНЗ «Національний гірничий університет», 2011. – 48 с.

Упорядники:

В.Т. Заїка, д-р техн. наук, професор,

В.В. Самойленко, аспірант,

О.В. Бобров, А.С. Румянцев, асистенти

Відповідальний за випуск заступник завідувача кафедри систем електропостачання С.І. Випанасенко, д-р техн. наук, професор

ВСТУП

Мета та задачі курсового проекту

У курсовому проекті вирішуються основні питання з електропостачання таких об'єктів:

- окремих енергоємних відділень або ділянок;
- цехів (низьковольтні силові та освітлювальні мережі);
- підприємств (низьковольтні і міжцехові мережі напругою 6–10 кВ);
- груп технологічно зв'язаних виробництв (розподільні мережі 6–35 кВ).

Проектуватися можуть діючі підприємства або нові за завданням, складеним керівником проекту або виданим підприємством (організацією). У курсовому проекті можуть також розглядатися питання науково-дослідного характеру, які стосуються аналізу та синтезу систем електропостачання.

Теми курсових проектів затверджуються на кафедрі і видаються студентам керівником курсового проекту.

Зміст та оформлення курсового проекту

Проект складається з пояснювальної записки та креслень.

Записка повинна мати не більше 25 сторінок тексту, підготовленого у редакторі MS Word, з графіками і рисунками, що пояснюють сутність розрахунків. Виконуються вони за допомогою програмних пакетів MathCAD, MS Excel і т.п. До записки додається два креслення, де відображаються основні результати проектування. Пояснювальна записка повинна розкривати сутність проекту, містити результати досліджень і розрахунків, а також опис виконаних експериментів, їх аналіз, техніко-економічне порівняння і обґрунтування рішень, які приймаються. Усі розділи проекту оформлюються згідно з ГОСТ 2.105-95.

Номери формул у записці проставляються у круглих дужках, рисунки (ескізи, схеми, графіки) і таблиці нумеруються арабськими цифрами, наприклад, рис. 2, таблиця 7 і т.д.

Креслення і схеми повинні бути виконані відповідно до правил єдиної системи конструкторської документації ЄСКД (ДСТУ 2.104-68 «Основні написи», ДСТУ 2.109-73 «Основні вимоги до креслень», ДСТУ 2.301-68 «Формати» тощо). Креслення представляються на листах формату А1 (594×840 мм). Допускається застосовувати формат А2 (594 × 420 мм) або А3 (297×420 мм) для креслень, які виконуються на ЕОМ за допомогою графічних редакторів AutoCAD, Kompas, Modus тощо.

Електричні схеми креслять згідно з ДСТУ 2.701-84, ДСТУ 2.702-75, ДСТУ 2.705-70; графічні зображення їх елементів – ДСТУ 2.721-74, ДСТУ 2.755-87, графічні зображення електрообладнання і проводок на планах – ДСТУ 21.614-88 (додаток).

На електричних схемах для кожного елемента відповідно до вимог

ДСТУ 2. 710-81 записується буквене або буквено-цифрове позиційне позначення і номінальна величина.

Орієнтовно трудомісткість виконання окремих розділів проекту системи електропостачання об'єкта разом з кресленнями складає:

1. Вступ – 2%.
2. Розрахунок електричних навантажень – 20%.
3. Вибір трансформаторних підстанцій і компенсувальних установок – 15%.
4. Вибір напруги, структури та конструктивного виконання обладнання електричних мереж напругою до та вище 1 кВ – 20%.
5. Вибір провідників, комутаційної та захисної апаратури – 25%.
6. Забезпечення якості напруги у електроприймачів – 10%.
7. Техніко-економічні показники проекту – 5%.
8. Висновок – 3%.

Перелік креслень визначається темою проекту.

Наприклад, до проекту за темою: „Електропостачання цеху” додаються:

1. План цеху з розташуванням електроприймачів (ЕП), підстанцій, магістральних шинопроводів, силових розподільних пунктів та трас постачальних і розподільних ліній.
2. Принципова схема цехової електричної мережі.
3. Креслення розведення кабелів, прокладання шинопроводів або тролейних ліній; схеми ФКУ, симетрувальних пристроїв, регулювання БК; карта селективності захисту та інше (за рекомендацією керівника проекту).

Для проектів з елементами наукових досліджень перелік креслень встановлюється керівником індивідуально.

Для захисту проектів призначається комісія з двох-трьох викладачів.

1. ПРИНЦИПИ ПРОЕКТУВАННЯ ТА ВИМОГИ ДО СИСТЕМ ПРОМИСЛОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Низьковольтні цехові мережі систем електропостачання (СЕП) обслуговують більшість технологічних процесів, де задіяна значна кількість електродвигунів, електрозварювальних установок та інших електроприймачів, що споживають близько 80% усієї електроенергії в промисловості. Тому для розподілу електроенергії на напрузі до 1 кВ слід застосовувати найбільш економічні системи, які забезпечують необхідний рівень надійності, безпеки і зручності експлуатації. У свою чергу число, потужність і місце розташування цехових трансформаторних підстанцій (основних елементів СЕП), наявність високовольтних електроприймачів, віддаленість об'єкта від джерел живлення (ГЗП, ЦРП та інші) і ступінь безперебійності електропостачання цехів, що вимагається, визначають структуру і параметри розподільної (міжцехової) мережі більш високої напруги.

Остаточне рішення в обох випадках ухвалюється на підставі порівняння варіантів за техніко-економічними показниками. Порівнювані варіанти за технічним рівнем, надійністю електропостачання, зручністю експлуатації та

іншими показниками повинні відповідати вимогам, які пред'являються до системи електропостачання даного промислового об'єкта (підприємства, групи цехів, корпусу, цеху, відділення тощо).

Для наочності процес проектування системи електропостачання об'єкта представлений у вигляді послідовності проектних процедур (рис. 1), які забезпечують отримання необхідної технічної документації (описів, креслень, таблиць підключень тощо).



Рис. 1. Послідовність вирішення проектних задач

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1. Основні положення

При розрахунку електричних навантажень необхідно мати дані про призначення (технологічні, сантехнічні, ремонтні, допоміжні), взаємозв'язки у виконуваному технологічному процесі (незв'язані, що відносяться до потоково-транспортних систем, агреговані і т.п.), вимоги щодо безперебійності живлення, номінальну потужність і режим роботи електроустановок і окремих ЕП, а також відомості про їх розташування в цеху або на окремих

виробництвах.

Для зручності пошуку електроприймачів на плані їх рекомендується пронумерувати у зростаючому порядку зліва направо, зверху вниз, групуючи по відділеннях, дільницях, виробничих зонах з урахуванням технологічних особливостей об'єкта. Передбачається, що виділені технологічні підрозділи надалі будуть живитися від окремих розподільних шаф (ШР), магістральних або розподільних шинопроводів (ШМА, ШРА), щитів і шаф станцій управління (ЩСУ, ШСУ) або розподільних щитів (РЩ), трансформаторних підстанцій (ТП), число і місце розташування яких уточнюватиметься в процесі проектування (див. розділ 4).

При розв'язанні основних задач з електропостачання необхідно знати:

1. Середні навантаження:

а) за максимально завантаженою зміну (активне $P_{зм}$, реактивне $Q_{зм}$, повне $S_{зм}$ і струмове $I_{зм}$);

б) за рік (активне $P_{с.р}$, реактивне $Q_{с.р}$, повне $S_{с.р}$, струмове $I_{с.р}$).

Активне $P_{зм}$ і реактивне $Q_{зм}$ навантаження використовуються для визначення розрахункових активного P_m і реактивного Q_m навантажень, а величини $P_{с.р}$ і $Q_{с.р}$ – для визначення витрат і втрат електроенергії за рік.

2. Максимальні навантаження:

а) тривалістю 30 хв (розрахункове активне P_m , реактивне Q_m , повне S_m , струмове I_m).

Ці величини необхідні для розрахунку перерізів провідників за нагрівом і економічною густиною струму, вибору потужності трансформаторів, перетворювачів, джерел реактивної потужності та іншого електромережного устаткування, визначення втрат і відхилень напруги, максимальних втрат потужності й інших характеристик системи електропостачання;

б) тривалістю 1-2 с (звичайно визначається струмове I_n або повне S_n , рідше активне P_n і реактивне Q_n навантаження). Ці навантаження, звані „піковими”, необхідні для оцінки коливань напруги, вибору плавких вставок, уставок розчеплювачів автоматичних вимикачів і струму спрацьовування захисних пристроїв, перевірки електричних мереж за умов самозапуску електродвигунів.

Для визначення розрахункових електричних навантажень промислових об'єктів використовуються методи [1; 2, гл. 2; 3, гл. 5; 4]:

◆ коефіцієнта попиту;

◆ упорядкованих діаграм (метод коефіцієнтів використання і максимуму);

◆ статистичний.

Кінцевими результатами цього етапу є:

– розрахункові навантаження технологічних дільниць, створювані силовими електроприймачами напругою до 1 кВ;

– розрахункові навантаження, створювані освітлювальними установками

на кожній ділянці і об'єкті в цілому;

– розрахункове навантаження в цілому по об'єкту (цеху, групи цехів і т.п.), включаючи освітлювальні установки і ЕП на напругу більше 1кВ;

– щільність навантаження (σ , кВт/м²) на окремих ділянках і об'єкті в цілому;

– картограма навантажень на плані об'єкта (цеху, групи цехів і т.п.) з виділенням навантажень освітлювальних і силових електроустановок, а також навантажень високовольтних ЕП.

Розрахунок електричних навантажень входить до пояснювальної записки як окремий розділ. У графічній частині результати розрахунку подаються у вигляді картограм навантажень (активних і реактивних), суміщених з планом розташування технологічних механізмів і ЕП. Картограми використовуються для розміщення основних елементів системи електропостачання (РП, КТП, ШМА, ШРА, ЩР, ККУ та інші) на плані об'єкта.

2.2. Визначення розрахункових навантажень за методом коефіцієнта попиту

Для невеликих об'єктів і вузлів з технологічно з'єднаними ЕП розрахунки навантажень доцільно виконувати за допомогою *метода коефіцієнта попиту*, який є найбільш простим. Однак слід пам'ятати, що він дає і значну похибку кінцевого результату, звичайно у бік збільшення.

Порядок розрахунків за даним методом наведений у табл. 1.

Розрахункові навантаження для групи однорідних за режимом роботи електроприймачів знаходяться за виразами:

$$P_m = K_n \cdot P_{ном}; \quad (1)$$

$$Q_m = P_m \cdot tg\varphi; \quad (2)$$

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} = \frac{P_m}{\cos\varphi}, \quad (3)$$

де K_n – коефіцієнт попиту даної характерної групи електроприймачів, прийнятий за довідковими матеріалами;

$P_{ном}$ – сумарна номінальна потужність групи електроприймачів;

$tg\varphi$ – відповідає характерному для даної групи приймачів $\cos\varphi$, який знаходиться за довідковими матеріалами.

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (цеху, корпусу, підприємства) за цим методом визначається підсумовуванням розрахункових навантажень окремих груп приймачів, що входять у даний вузол, з урахуванням коефіцієнта різночасовості максимумів навантаження, тобто

$$S_M = \sqrt{\left(\sum_1^n P_M\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_M\right)^2} K_{p..M}, \quad (4)$$

де $\sum_1^n P_M, \sum_1^n Q_M$ – відповідно сума розрахункових активних та реактивних навантажень окремих груп приймачів;

$K_{p..M}$ – коефіцієнт різночасовості максимумів навантаження окремих груп приймачів, приймається залежно від рівня розподілу електроенергії, до якого належить даний вузол у системі електропостачання підприємства:

- розподільні шафи, ШРА (рівень II) 0,8...1,0
- розподільні щити, ШМА, вторинні шини КТП (рівень III) 0,8...0,9
- шини РП-6-10 кВ (рівень IV) 0,85...1,0

Таблиця 1

Розрахунок електричних навантажень методом коефіцієнта попиту

Номер п/п	Найменування вузлів живлення і груп ЕП	Кількість ЕП встановлена	Потужність ЕП, приведена до ТВ=100%	Коефіцієнт попиту K_n	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Максимальне навантаження			$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_{ном}}$ А
						$P_M = K_n P_{ном}$ кВт	$Q_M = P_M \operatorname{tg} \varphi$ квар	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ кВ·А	

Розрахунок навантажень потужних вузлів (цехів, підприємств тощо) доцільно виконувати методом коефіцієнтів використання і максимуму навантаження (метод упорядкованих діаграм), що дає у цих випадках найбільш достовірні результати.

2.3. Визначення розрахункових навантажень за методом упорядкованих діаграм

Метод упорядкованих діаграм покладений в основу «Вказівок з визначення електричних навантажень в промислових установках». За розрахункове активне навантаження приймають його півгодинний максимум, який визначається на всіх рівнях розподільних і постачальних мереж за коефіцієнтами використання і максимуму номінальної активної потужності робочих електроприймачів.

Трифазні електроприймачі. Усі ЕП за значеннями коефіцієнтів використання K_e і потужності $\cos \varphi$ [3, табл. ПШ-8; 5, табл. 2.2; 6, табл. 8.3; 13, кн. 2, розд. 24] розбивають на групи з більш-менш однаковим режимом (графіком) роботи (з приблизно однаковими $\cos \varphi$ і K_e).

Залежно від нерівномірності режиму роботи ЕП умовно поділяються на ЕП з постійним і змінним графіком навантажень. Далі визначається сумарна середня потужність за найбільш завантажену зміну для кожної групи однорідних за режимом роботи ЕП:

$$P_{зм} = K_{\epsilon} \sum P_{ном.i} ; \quad (5)$$

$$Q_{зм} = P_{зм} \operatorname{tg} \varphi , \quad (6)$$

де K_{ϵ} – коефіцієнт використання для кожної групи ЕП, який знаходиться за довідковими даними;

$\sum P_{ном.i}$ – сумарна номінальна потужність групи ЕП.

Для ЕП з повторно-короткочасовим режимом роботи паспортну потужність необхідно привести до відносної тривалості включення, яка дорівнює одиниці:

$$P_{ном} = P_{пасп} \sqrt{TB} . \quad (7)$$

Для освітлювального навантаження активна середня потужність за найбільш завантажену зміну (вона ж і максимальна) визначається як

$$P_{зм} = K_{н.о} \sum P_{ном} , \quad (8)$$

де $K_{н.о}$ – коефіцієнт попиту, для виробничих ділянок приймається 0,9 [5, §2-2].

Для люмінесцентних і дугових ртутних ламп враховується реактивне навантаження, якщо відсутня індивідуальна компенсація, оскільки в цьому випадку приймається, що $\cos \varphi = 0,6$ ($\operatorname{tg} \varphi = 1,33$).

Розрахункові навантаження вузла (ділянки), до якого входить кілька груп трифазних приймачів зі змінним графіком навантаження, визначаються за сумарною середньою потужністю за найбільш завантажену зміну і за коефіцієнтом максимуму K_M :

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n P_{зм.i} ; \quad (9)$$

$$Q_M = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{зм.i} \text{ при } n_e \leq 10 ; \quad (10)$$

$$Q_M = \sum_{i=1}^n Q_{зм.i} \text{ при } n_e > 10 , \quad (11)$$

де n – кількість груп ЕП;

K_M – коефіцієнт максимуму, який визначається за середньозваженим значенням коефіцієнта використання $K_{\epsilon,сз}$ та ефективним числом ЕП n_e .

Середньозважене значення коефіцієнта використання для вузла:

$$K_{в.сз} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{зм.i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}}. \quad (12)$$

Точне значення n_e знаходиться як

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{ном.i})^2}. \quad (13)$$

Якщо кількість ЕП у групі дорівнює чотирьом і більше, то ефективну їх кількість n_e допускається приймати рівною фактичній кількості ЕП за умови, що відношення $m = \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мін}}$ не перевищує трьох, де $P_{ном.мах}$ – номінальна потужність найбільшого за потужністю електроприймача в групі; $P_{ном.мін}$ – номінальна потужність найменшого за потужністю електроприймача в групі.

Якщо $m > 3$, $K_g \geq 0,2$, то ефективне число ЕП n_e можна визначати за спрощеною формулою:

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном.i}}{P_{ном.мах}}. \quad (14)$$

При $m > 3$ і $K_g < 0,2$ ефективну кількість ЕП можна визначати за кривими залежності відносної ефективної кількості ЕП $n_{*e} = \frac{n_e}{n}$ від відносних величин

$n_* = \frac{n_1}{n}$ і $P_* = \frac{P_{ном1}}{P_{ном}}$ [7, §4-4]. Тут n_1 – кількість ЕП, номінальна потужність кожного з яких не менше половини потужності найбільшого з ЕП; $P_{ном1}$ – сумарна номінальна потужність цих ЕП; $P_{ном}$ – сумарна номінальна потужність усієї групи.

Визначення n_e у цьому випадку провадиться в такій послідовності:

- 1) виявляється найбільший за потужністю ЕП у даному вузлі;
- 2) виявляються ЕП, номінальна потужність кожного з яких не менше половини потужності найбільш потужного ЕП, і підраховується їхнє число n_1 ;
- 3) визначається сумарна потужність $P_{ном1}$ цих ЕП;

- 4) підраховується сумарна номінальна потужність $P_{ном}$ усіх робочих ЕП даного вузла;
 5) знаходяться значення n_{*e} і P_* за кривими [7, §4-4].

Визначивши відносне значення n_{*e} , можна легко знайти шукане значення n_e , що дорівнює $n_e = n_{*e}n$.

Коефіцієнт максимуму визначається за кривими [3, §5-2; 7, §4-4].

При розрахунку електричних навантажень за допомогою ПК коефіцієнт максимуму K_m доцільно знаходити не за кривими, а за аналітичним виразом що рекомендується для використання при будь-яких значеннях n_e і $K_{в.сз}$ в межах від 0,15 до 0,8.:

$$K_m = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{(n_e - 1)^{1,1}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2K_{в.сз}}{K_{в.сз} - 0,01}}, \quad (15)$$

При $K_{в.сз} \leq 0,15$ маємо занижені значення K_m , але в припустимих межах (до 10%).

Якщо $n_e \geq 200$ і $K_{в.сз}$ – будь-який або $K_{в.сз} \geq 0,8$ і n_e – будь-яке, то значення K_m приймається таким, що дорівнює одиниці ($K_m = 1$).

Для груп ЕП тривалого режиму роботи з практично постійним графіком навантаження ($K_{в.сз} \geq 0,6$ та коефіцієнт включення близький одиниці) коефіцієнт максимуму може бути прийнятим таким, що дорівнює одиниці, а розрахункове навантаження групи таких ЕП прирівнюється відповідно середньому за найбільш завантажену зміну:

$$P_m = P_{зм}; \quad (16)$$

$$Q_m = Q_{зм}. \quad (17)$$

Якщо у вузлі є групи зі змінним і постійним графіками навантаження, то розрахункові навантаження вузла (активне і реактивне) визначаються алгебраїчним додаванням розрахункових навантажень ЕП зі змінним графіком і відповідних середніх (вони ж розрахункові) навантажень за найбільш завантажену зміну ЕП із практично постійним графіком, тобто

$$P_m = K_m \sum_{i=1}^n P_{зм.i} + \sum_{j=1}^m P_{зм.j}; \quad (18)$$

$$Q_m = 1,1 \sum_{i=1}^n Q_{зм.i} + \sum_{j=1}^m Q_{зм.j} \quad \text{при } n_e \leq 10; \quad (19)$$

$$Q_m = \sum_{i=1}^n Q_{зм.i} + \sum_{j=1}^m Q_{зм.j} \quad \text{при } n_e > 10, \quad (20)$$

де m – кількість груп ЕП з мало мінливим графіком навантаження.

Повне розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}. \quad (21)$$

Коли дані про характер графіків навантаження по окремих групах ЕП відсутні, усі вони відносяться до приймачів зі змінним графіком навантаження.

О д н о ф а з н і е л е к т р о п р и й м а ч і . При увімкненні однофазних ЕП на міжфазні і фазні напруги необхідно забезпечити найбільш рівномірне навантаження на кожен фазу. Загальне середнє навантаження по окремих фазах визначається підсумовуванням однофазних навантажень даної фази (фаза-нуль) і груп однофазних навантажень з однаковими $\cos\varphi$ і K_ϵ , увімкнених на лінійну напругу з відповідним приведенням цих навантажень до навантажень однієї фази і фазної напруги за допомогою коефіцієнтів приведення.

Наприклад, для фази А:

$$P_{zm(A)} = K_\epsilon P_{ном(AB)} P_{(ab)A} + K'_\epsilon P_{ном(CA)} P_{(ca)A} + K''_\epsilon P_{ном(A0)}; \quad (22)$$

$$Q_{zm(A)} = K_\epsilon P_{ном(AB)} q_{(ab)A} + K'_\epsilon P_{ном(CA)} q_{(ca)A} + K''_\epsilon P_{ном(A0)} \operatorname{tg}(\varphi), \quad (23)$$

де $K_\epsilon, K'_\epsilon, K''_\epsilon$ – відповідні коефіцієнти використання;

$P_{ном}$ – номінальна активна потужність однофазних ЕП, приведена до ТВ=100%;

p, q – коефіцієнти приведення навантажень, увімкнених на лінійну напругу, до відповідної фази [2, §2.5; 3, §5-3].

Аналогічно розраховуються навантаження інших фаз і знаходяться найбільш і найменш завантажені фази, використовувані для визначення нерівномірності завантаження фаз і умовних середніх навантажень трифазної мережі від однофазних ЕП.

Нерівномірність розподілу навантаження по фазах трифазної мережі для випадку змішаного вмикання однофазних ЕП при їх кількості більше трьох і різних $\cos\varphi$ і K_ϵ визначається з урахуванням того, що максимально завантажена фаза вибирається за середнім навантаженням:

$$\xi = \frac{P_{zm.max.\phi} - P_{zm.min.\phi}}{P_{zm.min.\phi} + \frac{P_{zm}}{3}} 100\%, \quad (24)$$

де $P_{zm.max.\phi}, P_{zm.min.\phi}$ – середні за найбільш завантажену зміну навантаження однофазних ЕП максимально і мінімально завантажених фаз трифазної мережі;

P_{zm} – середнє за найбільш завантажену зміну навантаження трифазних ЕП.

Примітка. Електроприймачі, увімкнені на фазні і лінійні напруги і розподілені по

фазах з нерівномірністю не вище 15% від загальної потужності трифазних і рівномірно розподілених по фазах ЕП у групі, враховуються як трифазні ЕП тієї ж сумарної потужності.

Якщо ж нерівномірність більше 15%, то їх розрахункове максимальне навантаження дорівнює потрійному навантаженню найбільш завантаженої фази.

Середні навантаження від однофазних електроприймачів незалежно від нерівномірності навантаження по фазах, створюваної цими ЕП, розраховуються як і середні навантаження трифазних ЕП. У цих випадках їх умовна (еквівалентна) трифазна потужність $P_{ном.у}$ визначається залежно від їх кількості n і схеми підключення до трифазної мережі:

1. При $n \leq 3$ і увімкненні на фазну напругу

$$P_{ном.у} = 3p_{ном.м.ф}, \quad (25)$$

де $p_{ном.м.ф}$ – номінальна потужність ЕП найбільш завантаженої фази, кВт.

2. При $n \leq 3$ і увімкненні на лінійну напругу, по можливості, рівномірно в різні плечі трифазної системи:

$$\text{якщо } n = 1 \quad P_{ном.у} = \sqrt{3}p_{ном.л}; \quad (26)$$

$$\text{якщо } n = 2 - 3 \quad P_{ном.у} = 3p_{ном.м.ф}, \quad (27)$$

де $p_{ном.л}$ – номінальна потужність ЕП [2, §2.5; 3, §5-3], кВт.

При числі однофазних ЕП більше трьох, увімкнених на фазну чи лінійну напругу, при однакових $\cos \varphi$ і K_{ϕ} їх середнє навантаження за найбільш завантаженою зміну визначається як

$$P_{зм} = 3K_{\phi}P_{ном.м.ф}, \quad (28)$$

де $P_{ном.м.ф}$ – номінальна потужність найбільш завантаженої фази.

При різних $\cos \varphi$ і K_{ϕ}

$$P_{зм} = 3P_{зм.м.ф}. \quad (29)$$

Максимальні навантаження однофазних ЕП визначаються як і трифазних ЕП.

При цьому величина n_e , необхідна для визначення K_m , обчислюється за формулою:

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном.i}}{3p_{ном.мах}}, \quad (30)$$

де $\sum P_{ном.i}$ – сума номінальних потужностей однофазних ЕП даного розрахункового вузла;

$P_{ном.мах}$ – потужність найбільшого однофазного ЕП.

Середньозважене значення K_{ϵ} , що відповідає максимально завантаженій фазі:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_{зм.мах.ф}}{\frac{P_{ном.Л1} + P_{ном.Л2}}{2} + P_{ном.О.мах.ф}}, \quad (31)$$

де $P_{ном.Л1}, P_{ном.Л2}$ – сумарні номінальні потужності однофазних ЕП, увімкнених на лінійну напругу між найбільш завантаженою фазою і суміжними з нею у трифазній системі;

$P_{ном.О.мах.ф}$ – сумарна номінальна потужність однофазних ЕП, увімкнених на фазну напругу найбільш завантаженої фази.

Результати розрахунків за методом упорядкованих діаграм доцільно представити у вигляді табл. 2 та 3.

2.4. Статистичний метод визначення розрахункових навантажень

За статистичним методом розрахункове навантаження групи приймачів за інтервал осереднення тривалістю T у загальному вигляді визначається як

$$P_{мТ} = P_{зм} \left(1 + \frac{\beta \vartheta_{30}}{\sqrt{\alpha}} \right), \quad (32)$$

де $P_{зм}$ – активне середнє навантаження за найбільш завантаженою зміну;

ϑ_{30} – коефіцієнт варіації навантаження для групи електроприймачів, що розглядаються;

α – кратність фактичного інтервалу осереднення графіка навантажень відносно тридцятихвилинного ($\alpha = 1, 2, 3, 4$).

На практиці використовують модифіковану модель (формулу):

$$P_{мТ} = \left(K_{\epsilonТ} + \frac{0,75 - 0,63K_{\epsilonТ}}{\sqrt{\alpha n_e}} \right) P_{ном}, \quad (33)$$

де $K_{\epsilonТ}$ – розрахунковий коефіцієнт використання для даної категорії приймачів;

$\alpha = \frac{T}{30}$ – коефіцієнт, що характеризує у скільки разів час T , необхідний для нагрівання провідника до сталої температури, більше 30 хв.

Значення $K_{\epsilonТ}$ приймається дещо більше середньозваженого значення K_{ϵ} , а саме: $K_{\epsilonТ} = (1,15 - 1,3)K_{\epsilon}$. Це пояснюється тим, що розрахунковий коефіцієнт використання $K_{\epsilonТ}$ даної категорії приймачів вибирається із

сукупності окремих коефіцієнтів використання таким чином, щоб імовірність появи останніх, більших за $K_{\epsilon T}$, не перевищувала 5–10% [4].

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (цеху, корпусу, підприємства), як і у випадку розрахунку навантажень на більш низьких рівнях розподілу електроенергії методом коефіцієнта попиту, визначається підсумовуванням розрахункових навантажень окремих груп приймачів, що входять у даний вузол, з урахуванням коефіцієнта різночасовості максимумів навантаження.

Результати розрахунків за статистичним методом також доцільно представити у вигляді таблиці, яка розробляється студентом самостійно. Кількість граф у таблиці залежить від її розробника. Важливо отримати кінцевий результат, тобто розрахункове навантаження P_m об'єкта, який розглядається, і можливість отримання (моделювання) його значення для будь-якого складу окремих груп приймачів у вузлі навантаження.

2.5. Визначення пікових навантажень

Розрахунок пікових навантажень, створюваних групами споживачів електроенергії, виконується після того, як остаточно сформована топологія цехової мережі.

Піковий струм визначається за виразом:

$$I_{\text{пik}} = i_{n.\text{max}} + I_m - k_{\epsilon} I_{\text{ном.маx}}, \quad (34)$$

де $i_{n.\text{max}} = k_n I_{\text{ном.маx}}$ – струм найбільшого за потужністю ЕП, А;

k_n – кратність пускового струму;

I_m – розрахунковий струм групи споживачів, А;

k_{ϵ} – коефіцієнт використання, характерний для двигуна, що має найбільший пусковий струм;

$I_{\text{ном.маx}}$ – номінальний струм найбільш потужного в групі ЕП, А.

Таблиця 2

Розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

№ п/п	Найменування вузлів живлення і груп електроприймачів (дільниць)	Кількість ЕП (робочих/резервних)	Встановлена потужність, приведена до ТВ=100%, кВт		$m = \frac{P_{ном. max}}{P_{ном. min}}$	Коефіцієнт використання K_e	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Середнє навантаження за максимальною завантаженою зміною		Ефективна кількість ЕП $n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном. i}}{P_{ном. max}}$	Коефіцієнт максимуму $K_M = f(n_e, K_e)$	Максимальні навантаження			$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H}$, А	$I_{лік}$, А
			$P_{ном}$	$P_{ном}$				$P_{зм} = K_e P_{ном}$, кВт	$Q_{зм} = P_{зм} \operatorname{tg} \varphi$, квар			$P_M = K_M P_{зм}$, кВт	Q_M , квар	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$, кВ·А		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблиця 3

Визначення навантажень трифазної мережі від однофазних електроприймачів

№ п/п	Найменування вузлів живлення і груп ЕП (дільниць), номінальна напруга	Кількість ЕП	Загальна встановлена потужність, приведена до ТВ=100%, кВт	Встановлена потужність ЕП, увімкнених на лінійну напругу, кВт			Коефіцієнти приведення			Встановлена потужність однофазних ЕП, увімкнених на фазну напругу, кВт	Коефіцієнт використання	Коефіцієнт потужності	Середнє навантаження							
				ab	bc	ca	До фази	р	q				Активне $P_{зм}$, кВт			Реактивне $Q_{зм}$, квар				
													a	b	c	a	b	c		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Для однодвигунного приводу піковий струм дорівнює пусковому, тобто

$$I_{нік} = i_n = k_n I_{ном}. \quad (35)$$

Піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів приймають за паспортними даними:

$$I_{нік} = i_{2\max}, \quad (36)$$

де $i_{2\max}$ – максимальний вторинний струм, А.

За відсутністю паспортних даних пусковий струм асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором і синхронних приймають таким, що дорівнює 5-кратному номінальному ($k_n = 5$); пусковий струм двигунів постійного струму і асинхронних з фазним ротором – 2-2,5-кратному номінальному; піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів – не менше 3-кратного номінального (без приведення до ТВ=100%).

Розрахунковий піковий струм групи однофазних машин контактного зварювання визначається за методикою, яка наведена в роботах [2, §2.6; 3, §5-6].

3. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ І КОМПЕНСУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК

3.1. Вибір числа, потужності та розташування цехових трансформаторних підстанцій

Дослідження оптимальних потужностей цехових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) виявили, що при питомій щільності розподіленого навантаження $\sigma \geq 0,2$ кВ·А /м² вигідніше від трансформаторів потужністю 1000 кВ·А перейти до трансформаторів потужністю 1600 кВ·А, якщо сумарне навантаження об'єкта більше 3000 – 4000 кВ·А, а при $\sigma = 0,3 - 0,5$ кВ·А/м² – до трансформаторів з одиничною потужністю 2500 кВ·А, якщо $S_M \geq 4000$ кВ·А.

Найчастіше на промислових підприємствах застосовуються одно- та двотрансформаторні безшинні цехові підстанції, що забезпечує найпростіші конструктивні рішення. При добре укомплектованому складському резерві однострансформаторні цехові підстанції можна застосовувати для живлення ЕП не тільки III, але і II категорії. Їх можна застосовувати також при навантаженнях I категорії, якщо потужність останніх не перевищує 15–20% та їх резервування забезпечується за допомогою перемичок на вторинній напрузі. При цьому питання живлення споживачів економічно вирішується у періоди малих навантажень за рахунок відключення частини підстанцій та використання перемичок, призначених для взаємного резервування.

Двотрансформаторні підстанції застосовуються за умови переважання ЕП I та при наявності ЕП II категорії, безперебійна робота яких необхідна для функціонування основних виробництв.

Для вибору потужності трансформаторів цехових однострансформаторних підстанцій за методикою, що дає ДСТУ 14209-85 “Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження”, необхідно мати графіки навантажень, а за методикою, наведеною в [8, §6.2], треба знати максимальне P_m та середньодобове P_c навантаження даної підстанції і хоча б приблизно сумарну тривалість максимумів навантаження t_m за добу.

Якщо дані про графіки навантаження відсутні, то слід, як правило, приймати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів цехових підстанцій:

- для цехів переважно з навантаженням I категорії при двотрансформаторних підстанціях – 0,65–0,7;
- для цехів переважно з навантаженням II категорії при однострансформаторних підстанціях із взаємним резервуванням – 0,7–0,8;
- для цехів переважно з навантаженням II категорії при можливості використання централізованого резерву трансформаторів та для цехів з навантаженнями III категорії – 0,9–0,95 (робота трансформаторів з $\beta > 1$ хоча і можлива, але вимагає окремого технічного та економічного обґрунтування за методикою ДСТУ 3463-96 „Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів”).

При такому підході вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій, а також засобів компенсації здійснюється за схемою:

1. За розрахунковим навантаженням об'єкта (відділення, цеху, блока цехів тощо) S_m та площею виробничих приміщень F визначається щільність навантаження σ , кВ·А/м²:

$$\sigma = \frac{S_m}{F}. \quad (37)$$

2. За знайденим значенням щільності навантаження та вище-рекомендованими даними встановлюється оптимальна одинична потужність $S_{ном.Т}$ цехових трансформаторів.

3. Знаходиться мінімальне число трансформаторів N_0 (при їх значній кількості, звичайно три і більше), що встановлюються в цеху:

$$N_0 = \frac{P_m}{\beta S_{ном.Т}} + \Delta N \quad (38)$$

або їх мінімальна потужність S_0 (коли кількість трансформаторів N_T не можна міняти, наприклад, за умов надійності живлення):

$$S_0 = \frac{P_m}{\beta N_T}, \quad (39)$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

Оптимальна з умов економічності кількість трансформаторів визначається як

$$N_{T.opt} = N_0 + m, \quad (40)$$

де m – додаткова кількість трансформаторів.

Додаткова кількість трансформаторів m визначається за графічною залежністю $m = f(N_0, \Delta N, \beta)$ [2, §4.6].

3.2. Балансовий підхід до вибору потужності джерел компенсації реактивних навантажень

За вибраною кількістю трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{T.opt} \beta S_{ном.Т})^2 - P_M^2}. \quad (41)$$

Як основний засіб компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах слід застосовувати батареї силових конденсаторів.

Сумарна потужність батарей конденсаторів (БК) напругою нижче 1 кВ для даної групи трансформаторів

$$Q_{нк1} = Q_M - Q_T, \quad (42)$$

де Q_M – розрахункове максимальне реактивне навантаження споживачів напругою до 1 кВ, приєднаних до трансформаторів, квар.

Якщо виявиться, що $Q_{нк1} \leq 0$, то встановлення батарей конденсаторів не потрібне і $Q_{нк1}$ прирівнюється до нуля.

Додаткова сумарна потужність БК напругою до 1 кВ, яка потрібна для оптимального зниження втрат:

$$Q_{нк2} = Q_M - Q_{нк1} - \gamma N_{T.opt} S_{ном.Т}, \quad (43)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що визначається залежно від показників K_1, K_2 та схеми живлення цехової підстанції [2, §4.6].

Тоді сумарна потужність БК на напругу до 1 кВ

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}. \quad (44)$$

З балансового рівняння реактивних потужностей для будь-якого вузла напругою 6–10 кВ (РП-6-10 кВ, РУ-6-10 кВ ГЗП або ПГВ промислового підприємства, до якого, крім цехових знижувальних трансформаторів, безпосередньо приєднані також силові електроприймачі) знаходимо потужність конденсаторних батарей, які додатково необхідно встановити у розподільній мережі підприємства:

$$Q_{вк} = \sum_{i=1}^n (Q_{м.і} - Q_{нк.і}) + \sum_{j=1}^k Q_{м.РП.і} + \Delta Q_{Т.і} - (Q_{СД} + Q_e), \quad (45)$$

де n, k – відповідно, кількість різних груп однотипних трансформаторів та високовольтних розподільних пунктів (РП 6-10 кВ);

$\sum_{i=1}^n (Q_{м.і} - Q_{нк.і})$ – некомпенсоване реактивне навантаження

низьковольтних електроприймачів, квар;

$\sum_{j=1}^k Q_{м.РП.і}$ – максимальне реактивне навантаження силових ЕП, які

безпосередньо живляться від високовольтних РУ або РП, квар;

$\Delta Q_{Т.і}$ – втрати реактивної потужності у відповідних групах однотипних трансформаторів, квар;

$Q_{СД}$ – реактивна потужність, яка генерується синхронними двигунами (СД), квар. На етапі проектування її допускається прирівнювати до номінальної реактивної потужності $Q_{СД.ном}$ або згідно із завданням визначати з умов забезпечення стійкої роботи СД при відомому коефіцієнті завантаження $\beta_{СД}$ за активною потужністю.

Примітка. Доцільність використання СД для генерації граничних або оптимальних з економічних міркувань значень реактивної потужності встановлюється при більш детальному розгляді питань з компенсації реактивних навантажень споживача електроенергії з урахуванням конкретних умов його живлення.

При відомому коефіцієнті завантаження СД маємо вираз:

$$Q_{СД.мін} = \frac{P_{СД.ном} \beta_{СД} \operatorname{tg} \varphi_{СД.ном}}{\eta_{ном}}, \quad (46)$$

де $P_{СД.ном}$ і $\eta_{ном}$ – відповідно номінальна потужність та ККД синхронного двигуна;

Q_e – реактивна потужність, яка відповідає реактивній енергії $W_{Q_e} = W_{P \operatorname{tg} \varphi_{ном}}$ і яку енергосистема без штрафних санкцій може передати до розподільних мереж підприємства за рік, квар;

$$Q_e = \frac{W_P \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}}{T_{\text{м.р}}}, \quad (47)$$

де $W_P = P_M T_M$ – активна енергія, яка споживається підприємством, кВт·год/рік;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт реактивної потужності. Для діючих підприємств, а також на етапі проектування дорівнює 0,25 ($\cos \varphi_{\text{норм}} = 0,97$);

$T_{\text{м.р}} \approx T_{\text{м.а}} \approx T_M$ – час (річна кількість годин) використання реактивного, активного та максимального навантаження підприємства, який приймається відповідно до галузі, до якої належить підприємство, год/рік [5, §2-2; 6, §8.1].

Знайдену за (45) потужність $Q_{\text{вк}}$ поділяють між РП 6-10 кВ пропорційно їх реактивним навантаженням. При цьому мінімальна потужність БК, які приєднуються до шин РП через окремих вимикач, повинна бути не менш як 1000 квар. Якщо в результаті розрахунків виходить, що $Q_{\text{вк}} \leq 0$, то встановлювати батареї конденсаторів в мережах 6–10 кВ немає необхідності.

Після визначення потужності компенсуювальних установок вибирається конкретний тип батарей конденсаторів [29,35], які встановлюються в мережі з напругою до 1 та 6–10 кВ.

3.3. Визначення точок підключення конденсаторних установок у мережі до 1 кВ

Загальна розрахункова потужність батарей конденсаторів у мережі до 1кВ розподіляється між шинопроводами пропорційно їх сумарному реактивному навантаженню [2, §9.2].

На одному магістральному шинопроводі слід передбачати встановлення не більше двох близьких за потужністю комплектних конденсаторних установок (ККУ). Якщо основні реактивні навантаження приєднані до другої половини шинопроводу, слід встановлювати тільки одну батарею. Точка її підключення визначається з умови

$$Q_h \geq \frac{Q_{\text{БК}}}{2} \geq Q_{h+1}, \quad (48)$$

де Q_h, Q_{h+1} – найбільші реактивні навантаження шинопроводу перед вузлом h та після нього, квар.

При підключенні до шинопроводу двох низьковольтних БК точки їх підключення визначаються виходячи з таких умов.

Точка підключення дальньої від трансформатора батареї:

$$Q_f \geq \frac{Q_{\text{БК.д}}}{2} \geq Q_{f+1}, \quad (49)$$

де Q_f, Q_{f+1} – найбільші реактивні навантаження шинопроводу перед вузлом f та після нього, квар.

Точка підключення ближньої до трансформатора батареї:

$$Q_h - Q_{БК.д} \geq \frac{Q_{БК.б}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{БК.д}. \quad (50)$$

Після вибору потужності та числа цехових трансформаторів, а також компенсувальних установок необхідно визначити місце установлення трансформаторів.

У цілях найбільшого наближення до центрів навантажень рекомендується застосовувати внутрішньоцехові КТП (з відкритим установленням обладнання) або вбудовані в цех, а також прибудовані до цеху закриті трансформаторні підстанції або підстанції з відкритим установленням трансформаторів біля зовнішньої стіни цеху (за умови неприпустимості або скрутності розміщення внутрішньоцехових підстанцій). У деяких випадках допускається застосовувати цехові підстанції, що стоять окремо (зовнішні КТП) [7, гл. 8].

Типи та виконання трансформаторів та комплектних трансформаторних підстанцій вибираються залежно від умов їх установлення, системи охолодження, температури, стану навколишнього середовища за каталогами виробників електрообладнання або відповідних спеціалізованих фірм [28 ,30, 34].

У результаті виконання цього етапу проектування визначаються:

- кількість цехових підстанцій;
- кількість та потужність трансформаторів на них;
- місце розташування підстанцій на плані цеху.

Як спеціальне завдання виконується розподіл потужності компенсувальних пристроїв між КТП, вибирається їх тип, точки підключення та спосіб регулювання.

До пояснювальної записки, крім розрахунків, додається ескіз компоновки обладнання трансформаторної підстанції, а також схеми комутації та регулювання БК-0,38 або БК-6-10 кВ.

4. ВИБІР СТРУКТУРИ, НАПРУГИ ТА КОНСТРУКТИВНОГО ВИКОНАННЯ ОБЛАДНАННЯ ЦЕХОВИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Найбільше поширення на промислових підприємствах мають установки напругою 380/220В з глухим заземленням нейтралі. Вибір цієї напруги забезпечує можливість використання трансформаторів для сумісного живлення силових і освітлювальних навантажень. Найбільша потужність трифазних електроприймачів, які живляться від системи напругою 380/220В, не повинна перевищувати значення, при якому допускається застосування контакторів на

струм 600 А.

Напруга 660 В, у порівнянні з напругою 380 В, дає деяку економію щодо витрат кольорових металів, проте збільшення вартості захисної і пускорегулювальної апаратури на 10-15% і необхідність установлення окремих трансформаторів для освітлювального навантаження дещо зменшують її переваги.

Напругу 380/220 В слід застосовувати у всіх випадках, якщо техніко-економічними розрахунками не доведена доцільність застосування більш високої напруги [5, §2-12; 8, §4.2].

Вибір структури мережі і конструктивного виконання її елементів ґрунтується на інформації про ЕП, що міститься в завданні на курсове проектування, розташування трансформаторних підстанцій і ЕП, а також результатах розрахунку електричних навантажень (див. розділ 2 методичних вказівок). Додатково встановлюються характер середовища виробничих приміщень [5, гл. 1; 9, §1.1; 10, §1.3-1.5], тип виконання елементів цехової мережі [11, §6.4; 12, §2.16], уточнюється категорія ЕП за надійністю електропостачання [9; 13, кн. 1, §2-16, кн. 2, розд. 25].

При цьому необхідно мати на увазі, що резервування живлення ЕП повинне виконуватися з мінімальними витратами коштів і устаткування.

Для виконання цієї вимоги необхідно:

- дільниці цеху або окремі групи ЕП, які вимагають різного ступеня надійності живлення, розглядати як об'єкти з різними умовами резервування;
- детально вивчити технологічні процеси і виявити ті споживачі, які вимагають особливо підвищеної надійності живлення (наприклад, ЕП „особливої” групи), і виділити їх із ЕП I категорії;
- виділити взаємно резервовані паралельні технологічні потоки і агрегати для живлення їх від незалежних джерел або ліній;
- передбачити використання переважувальної здатності трансформаторів, кабелів та іншого електроустаткування у післяаварійних режимах;
- прийняти схеми електропостачання з виділенням живлення навантажень III категорії для можливості їх відключення (вручну або автоматично) за графіком аварійного відключення (ГАВ).

Керуючись вищевикладеним, а також вимогами і рекомендаціями [14, гл. 9; 15, §4.5; 16, розд. 4], приступають до проектування первинного варіанта структури цехової мережі (якщо вона не запропонована у завданні) за однією із найпростіших схем: радіальною (рис. 2), магістральною (рис. 3) або змішаною (рис. 4).

Для радіальних (рис. 2) і змішаних (рис. 4) схем із постачальними магістралями і лініями, виконаними кабелями, та розподільними лініями, прокладеними проводами в сталевих трубах, економічно доцільну кількість розподільних шаф $n_{ШР}$, установлюваних у межах однієї технологічної дільниці або відділення, можна визначити з графіків (рис. 5) або за формулою:

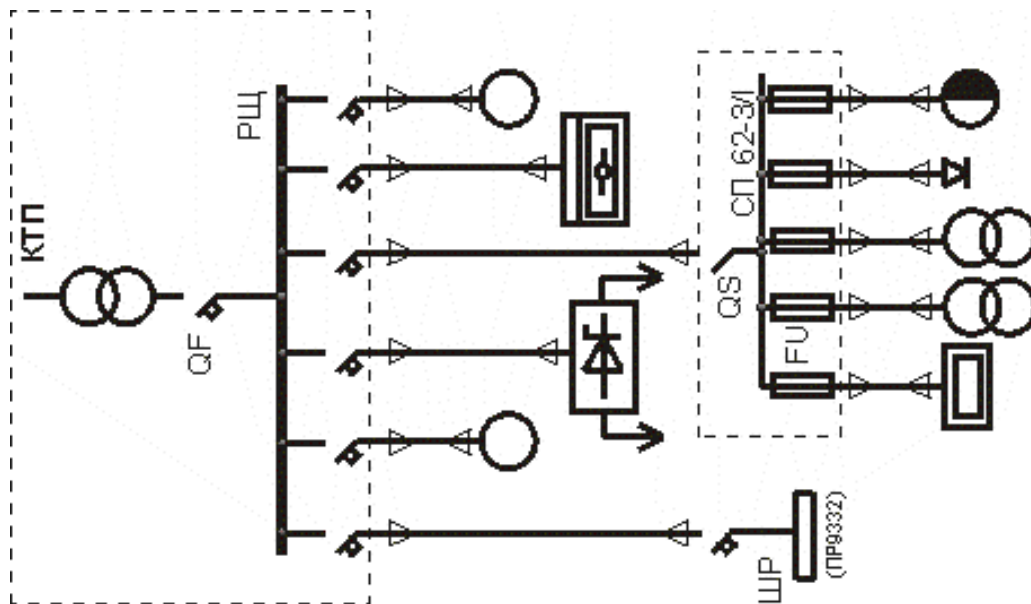


Рис. 2. Радіальна схема живлення

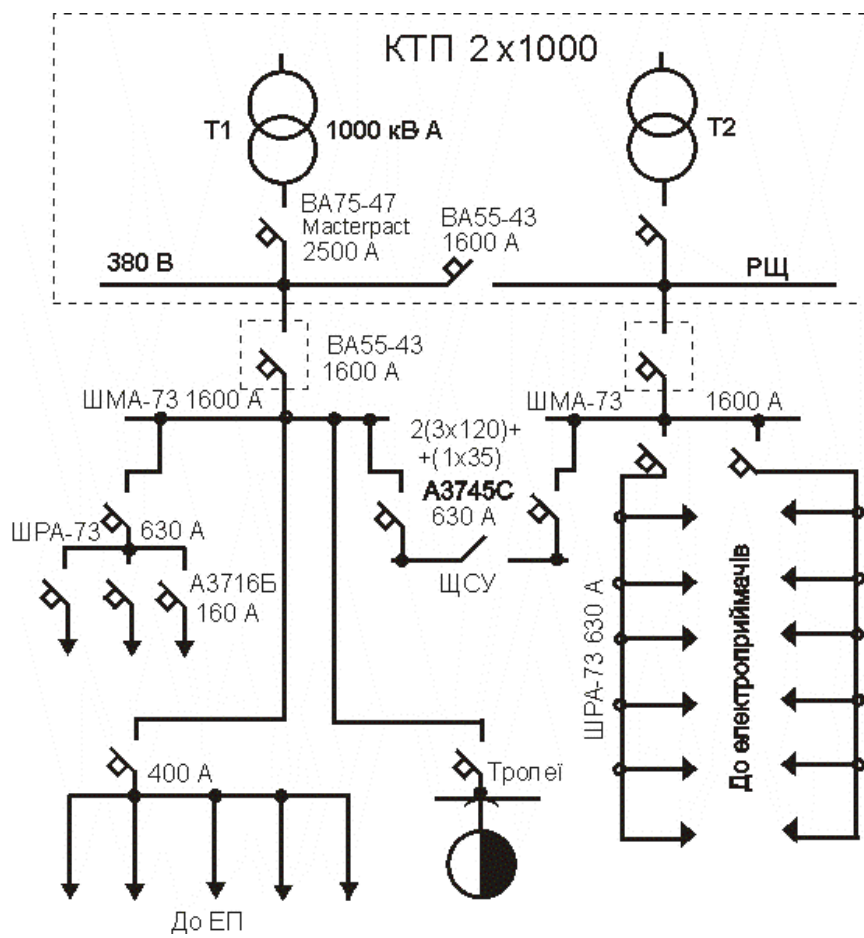


Рис. 3. Магістральна схема розподілу електроенергії

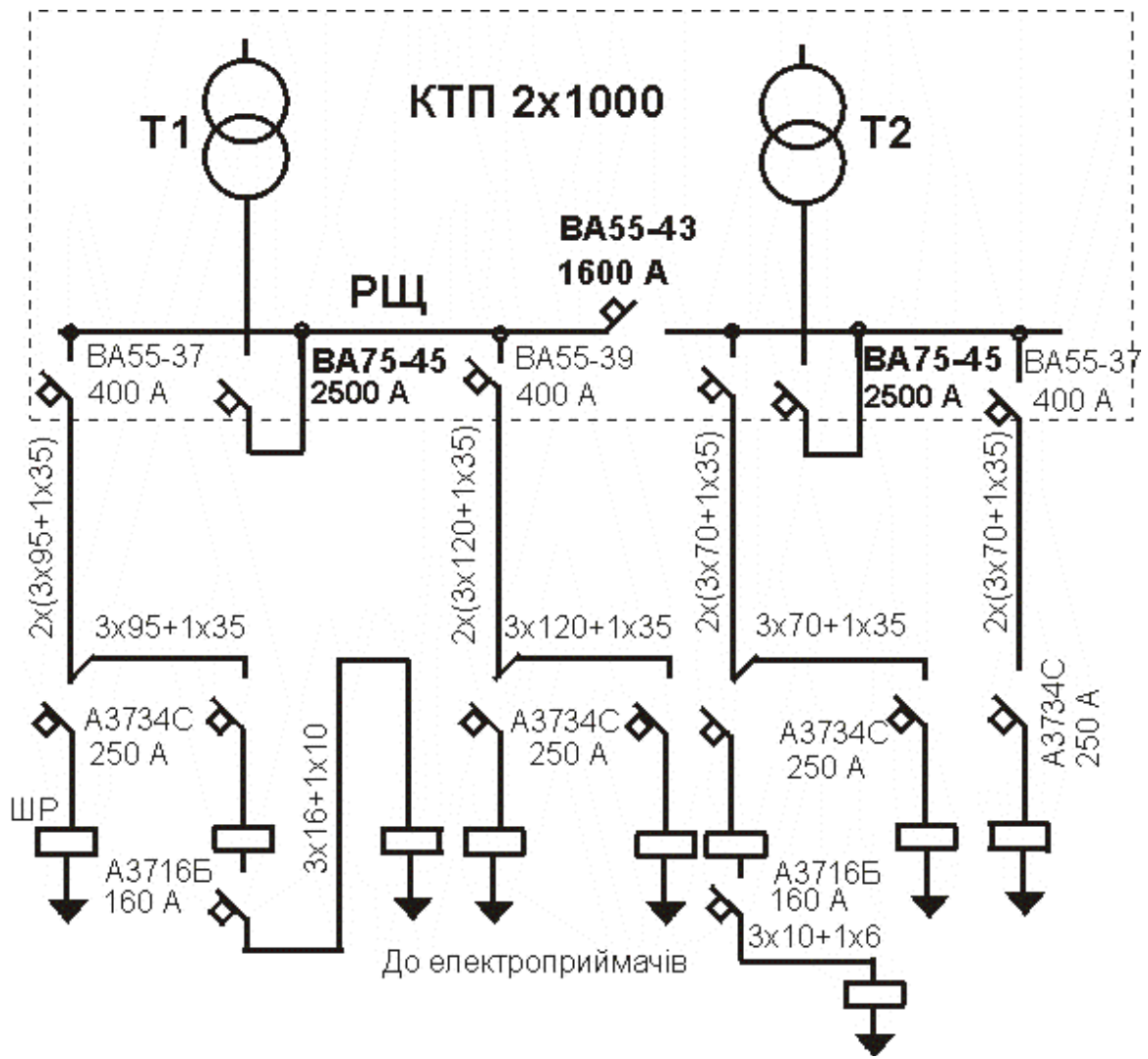


Рис. 4. Змішана схема розподілу електроенергії

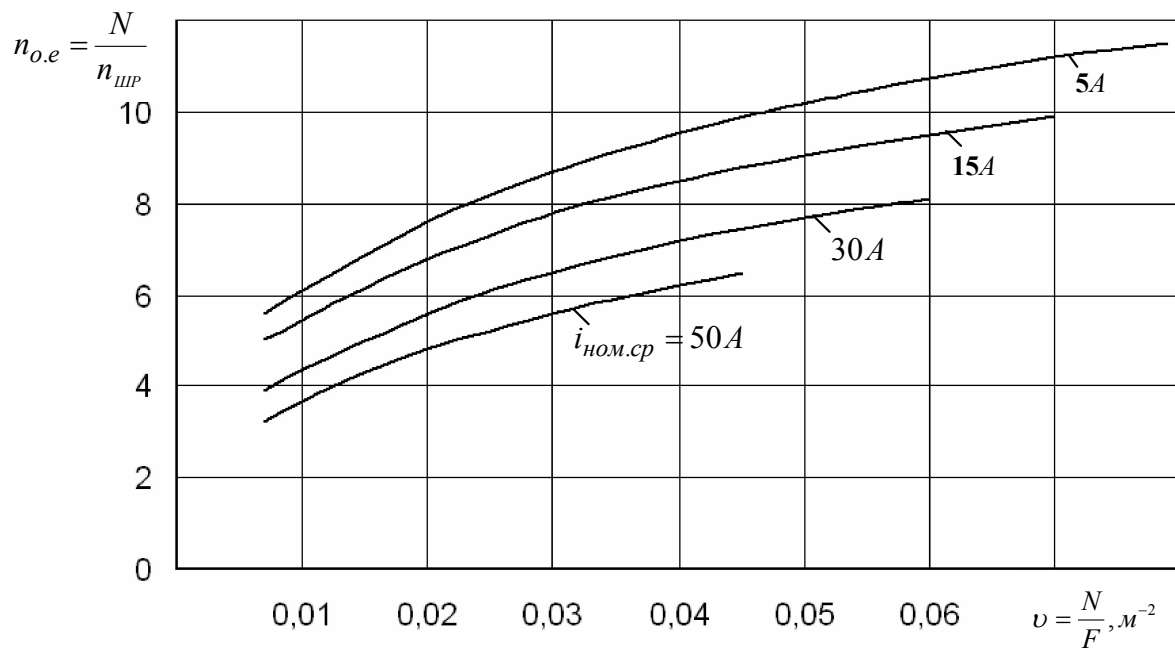


Рис. 5. Графік для визначення кількості розподільних шаф у межах об'єкта

$$n_{ШР} = \frac{N}{n_{o.e}}, \quad (51)$$

де $n_{o.e}$ – оптимальна середня кількість ЕП, що приходиться на одну розподільну шафу (ШР) в залежності від кількості ЕП $\nu = \frac{N}{F}$ на одиницю виробничої площі, m^2 , та середнього для групи ЕП номінального струма, $i_{ном.ср}$, А;

N – загальна кількість ЕП на ділянці (у відділенні, цеху);

F – площа ділянці, відділення, цеху, m^2 .

Графіки на рис. 5 побудовані для ШР типу ПР-9111 (при складовій капітальних вкладень в ШР, незалежній від кількості відгалужень, $A'_{ШР} = 55$ у.о.), проте їх можна використовувати і для ШР будь-якого іншого типу, які пропонуються виробниками електрообладнання або відповідними спеціалізованими фірмами [29-35], після множення ординат графіків на коефіцієнт перерахунку $K_A = \sqrt[3]{(A_{ШР} / A'_{ШР})^2}$, значення якого для ряду ШР наведені у табл. 4.

Після визначення кількості ШР і уточнення їх типів (за кількістю автоматичних вимикачів) [13, кн. 2, розд. 34] усі ЕП ділянці (цеху, відділення) розбиваються з урахуванням їх технологічних зв'язків і розміщення на групи з приблизно однаковою кількістю ЕП. Далі визначаються розрахункові навантаження для кожного ШР і вибираються місця їх установлення. По можливості кожний ШР переміщують відносно центрів навантажень у бік цехової підстанції на граничну (більш довгу) сторону ділянці, обслуговуваної відповідним ШР. Перед цим за координатами навантажень окремих розподільних шаф уточнюється місцеположення самої цехової підстанції.

При змішаній схемі (рис. 4) траса прокладання магістральних кабельних ліній до ШР повинна вибиратися так, щоб забезпечити мінімум їх сумарної довжини [15, §5.2, п. 3].

При застосуванні магістральних схем (рис. 3) довжина шинопроводів (магістральних і розподільних), якими вони виконані, мало залежить від розташування підстанції, а розподіл трас магістральних і розподільних шинопроводів повністю визначається розміщенням ЕП.

Магістральні схеми звичайно знаходять застосування при навантаженнях, рівномірно розподілених на площі цеху. При цьому, коли немає місцевих обмежень, постачальну мережу рекомендується виконувати за блоковою схемою трансформатор-магістраль.

Таблиця 4

Коефіцієнт перерахунку для визначення кількості ШР заданого типу на виробничу ділянці

Тип ШР	$A_{ШР},$ у.о.	K_A	Тип ШР	$A_{ШР},$ у.о.	K_A	Тип ШР	$A_{ШР},$ у.о.	K_A
ПР-9111	55	1	ПР-9222	80	1,28	ПР-9262	83	1,32
ПР-9131	78	1,26	ПР-9232	88	1,37	ПР-9272	110	1,59
ПР-9141	95	1,44	ПР-9242	100	1,49	ПР-9282	117	1,65
ПР-9212	65	1,12	ПР-9252	125	1,73	ПР-9322	127	1,74

Радіальна схема живлення (рис. 2) застосовується у тих випадках, коли в цеху підприємства стаціонарно встановлені потужні ЕП, наприклад, електроприводи компресорних і насосних установок, коли незначні за потужністю ЕП розподіляються по цеху нерівномірно і зосереджені групами на окремих ділянках або коли за умов середовища магістральні схеми живлення неприйнятні. Слід також уникати застосування радіальних схем живлення ЕП з невеликими (до 15-20 А) струмами від силових розподільних пунктів, особливо з автоматичними вимикачами.

Радіальні мережі конструктивно виконуються:

- а) ізольованими проводами, прокладеними відкрито на ізолюючих опорах по фермах перекриттів або по колонах будівель на висоті не менше 3,5 м;
- б) ізольованими проводами в металевих трубах, прокладеними у стінах будівлі або під підлогою;
- в) кабелем, прокладеним відкрито по стінах будівлі або в каналах під підлогою [12, §2.12-2.16].

Магістральні постачальні і розподільні лінії конструктивно частіше виконуються шинопроводами [14, §9.8; 17, §50.5].

Комплектні шинопроводи заводського виготовлення [31] у порівнянні з кабельними мережами мають перевагу відносно надійності, простоти і зручності підключення.

У результаті виконання даного розділу приймається напруга живлення ЕП, обґрунтовується схема постачальної і розподільної частин цехової мережі (кількість ШР на ділянках, траси постачальних (для всіх цехових підстанцій) і розподільних (для однієї КТП) ліній, конструктивне виконання, типи і марки елементів мережі (ШР, панелей, щитів, КТП, кабелів, проводів, шинопроводів і тролей), спосіб прокладання.

У графічній частині проекту вказуються місце розташування ШР на плані, уточнені координати встановлення підстанцій, траси постачальної і розподільної частин електричної мережі. Окремо додається креслення прокладання кабелів, шинопроводів і тролейних ліній або креслення встановлення цехової підстанції (за вказівкою керівника проекту) [11, гл. 10].

5. РОЗРАХУНОК І ЗАХИСТ ЦЕХОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

5.1. Вибір перерізів провідників і параметрів захисних апаратів

Основною інформацією для розроблення принципової схеми цехової мережі є кінцеві результати попереднього розділу, а також відомості про функціональні можливості комутаційних і захисних апаратів, умонтованих в комплектні пристрої низької напруги.

Розрахунок починається з уточнення електричних навантажень основних елементів мережі (магістральних і розподільних шинопроводів, силових розподільних пунктів, тролей і т.п.).

Згідно з ПУЕ перерізи проводів, кабелів і шинопроводів у мережах з напругою до 1кВ вибираються за нагрівом струмом розрахункового режиму із співвідношення

$$I_m \leq k_{np} I_{don} \quad (52)$$

і перевіряються за умовами захисту від струмів КЗ і перевантаження (для вибухонебезпечних приміщень), а також за допустимою втратою напруги (відхиленням) у робочому і післяаварійному режимах та при пуску (проходженні по лінії пікового струму) [17, § 50.5]. Отже, перерізи провідників цехових мереж повинні визначатися одночасно з вибором комутаційної (рубильники, контактори) і захисної (запобіжники, магнітні пускачі, автоматичні вимикачі тощо) апаратури [5, розд. 2; 11, §6.4-6.6; 14, §3.8; 17, §50.5; 18; 21, розд. 4Д], включаючи визначення номінальних струмів плавких вставок запобіжників і струмів уставок автоматичних вимикачів.

Вибір електричних апаратів зводиться в основному до їх підбору. При цьому номінальні параметри апаратів (напруга, струм, конструктивне виконання та ін.) повинні відповідати розрахунковим даним ЕП, режимним параметрам електричних мереж, умовам навколишнього середовища, а також стійкості до струмів КЗ.

Для захисту електродвигунів і мереж від струму КЗ служать автоматичні вимикачі без витримки часу і запобіжники, а для захисту від перевантаження – розчеплювачі в автоматичних вимикачах з витримкою часу і теплові реле, вбудовані в магнітні пускачі. Інформацію про це обладнання можна знайти на Веб-сайтах [29-35].

При захисті ліній запобіжниками узгодження тривало допустимих струмів провідників з номінальним струмом плавких вставок здійснюється так.

Номінальний струм плавкої вставки для безінерційних запобіжників (ПР-2, НПН, НП-2, НПР, КП тощо) повинен задовольняти двом умовам:

$$I_{ном.вст} \geq I_m; \quad (53)$$

$$I_{ном.вст} \geq \frac{I_{нік}}{k}, \quad (54)$$

де $k=2,5$ – при невеликій частоті вмикань і нормальній тривалості пуску (до 5 с) і $k=1,6-2,0$ при великій частоті вмикань і тривалому розгоні (наприклад, на кранах). Остаточню приймається плавка вставка, номінальний струм якої відпо-

відає обом умовам.

При захисті мереж запобіжниками переріз провідників визначається не тільки за відношенням (54), але і узгоджується з номінальним струмом плавкої вставки запобіжника, що захищає дану ділянку, згідно з умовою

$$k_{np} I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ном.вст}}}{\alpha}, \quad (55)$$

де α – коефіцієнт відповідності (узгодження), залежний від умов прокладання і нагляду за мережею; для промислових мереж $\alpha = 3$, для всіх освітлювальних мереж і силових мереж пожежо- і вибухонебезпечних приміщень $\alpha = 0,8$.

Переріз провідника визначається за найбільшим із струмів, знайденим з виразів (52), (55).

Селективність захисту запобіжниками при КЗ забезпечуватиметься, якщо відношенню $\frac{I_k}{I_{\text{вз}}}$ відповідає співвідношення $\frac{I_z}{I_{\text{вз}}}$. Тут I_k – струм КЗ відгалуження; I_z – номінальний струм плавкої вставки запобіжника на головній (по відношенню до відгалуження) ділянці мережі; $I_{\text{вз}}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника на відгалуженні. Співвідношення між струмами плавких вставок I_z і $I_{\text{вз}}$ для запобіжників типу НПН, ПН-2, які забезпечують надійну селективність, наведені у роботах [14, §3.8; 19, т. 2, §23.7].

Автомати для захисту мереж до 1 кВ вибирають з дотриманням таких умов.

Номінальний струм розчеплювача будь-якого типу не повинен бути менше розрахункового струму даної лінії:

$$I_{\text{ном.розч}} \geq I_m. \quad (56)$$

Струм спрацьовування (відсічення) електромагнітного або комбінованого розчеплювача (струм уставки) перевіряється за піковим струмом лінії:

$$I_{\text{спр.ем}} \geq 1,25 I_{\text{пик}}. \quad (57)$$

Струм спрацьовування теплового розчеплювача автоматичного вимикача з регульованою зворотнозалежною від струму характеристикою визначається за виразом:

$$I_{\text{спр.теп}} \geq 1,25 I_m. \quad (58)$$

Переріз проводів і кабелів ліній, захищених автоматами і магнітними пускатками, вибирають також за формулою (52). Потім вибраний переріз

перевіряють за формулами:

– для автоматів з тепловими розчеплювачами:

а) з нерегульованою зворотнозалежною від струму характеристикою (АЕ2000 та ін.)

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном.розч}}; \quad (59)$$

б) з регульованою зворотнозалежною від струму характеристикою (А3700 та ін.)

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.рег}}}{1,5}; \quad (60)$$

– для автоматів тільки з електромагнітними розчеплювачами (АЕ2000, А3700 та ін.)

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.ем}}}{4,5}; \quad (61)$$

– для мереж, що живлять установки пожежонебезпечних приміщень і освітлювальні навантаження, як і при захисті запобіжниками, повинне бути витримане співвідношення:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25I_{\text{ном.розч}}. \quad (62)$$

Допускається завищення номінальних струмів плавких вставок запобіжників і уставок автоматичних вимикачів для відстроювання від струмів самозапуску, якщо відношення струму КЗ до номінального струму плавкої вставки запобіжника буде не меншим 5 і відношення струму КЗ до уставки електромагнітного розчеплювача автоматичного вимикача не меншим 1,5.

Захисні апарати і провідники повинні вибиратися так, щоб при однофазних КЗ у мережах з глухозаземленою нейтраллю або при міжфазних КЗ у мережах з ізольованою нейтраллю струм КЗ перевищував би у 3 рази номінальний струм плавкої вставки запобіжника або автоматичного вимикача із зворотнозалежною від струму характеристикою, або у 1,4 раза уставку електромагнітного розчеплювача (відсічення) для автоматичних вимикачів з номінальним струмом до 100 А і в 1,25 раза для інших автоматичних вимикачів.

Для ЕП з повторно-короткочасним режимом роботи як розрахункове слід приймати навантаження, приведені до тривалого режиму роботи. При цьому для кабелів з мідними жилами і перерізом більше 6 мм² та алюмінієвими перерізом більше 10 мм² допустимий за нагрівом струм визначається множенням допустимого для даного провідника тривалого струму $I_{\text{доп}}$ на коефіцієнт $\frac{0,875}{\sqrt{TB}}$, де TB – тривалість включення у відносних одиницях.

Вибрана апаратура управління і захисту повинна бути стійкою до струмів КЗ. В електроустановках напругою до 1кВ ця вимога відноситься до

розподільних щитів, шинопроводів, силових шаф зі встановленою в них апаратурою.

При обчисленнях слід ураховувати індуктивний і активний опори короткозамкненого ланцюга [11, §6.4-6.5].

Результати вибору апаратури, проводів, шинопроводів і кабелів рекомендується представити у вигляді табл. 4.

Примітка. Дані розрахунків щодо однотипних елементів у таблицю не заносити!

Таблиця 4

Форма представлення результатів розрахунків

Номер ЕП або лінії на плані	Розрахунковий і піковий струми, А	Тип захисного апарата (запобіжника, автомата)	Номінальний струм захисного апарата, А	Номінальний струм плавкої вставки або розчеплювача автомата і уставка струму відсічення	Марка і переріз провідника, мм ²	Примітки
1	2	3	4	5	6	7

5.2. Селективність захисту в установках до 1 кВ

Кількість ступіней захисту в мережах до 1 кВ повинна бути не більше трьох:

- відгалуження до споживача електроенергії;
- лінія до силового пункту або розподільного шинопроводу;
- головна магістраль від силового трансформатора.

Захист двигунів та інших ЕП найбільш раціонально виконувати автоматичними вимикачами серії АЕ-2000 або АЗ700Б (струмообмежувальними) та іншими [29-31].

Для забезпечення селективності перша або друга ступінь триступінчатого захисту може бути виконана запобіжниками, наприклад типу ПН-2. Таке рішення слід застосовувати в тому випадку, якщо за розрахунками необхідно встановлювати захисні апарати однієї серії.

У табл. 5 наведені можливі компонування триступінчатого захисту цехових мереж.

Таблиця 5

Рекомендації щодо компонування захисними апаратами цехової мережі

Ступінь захисту	Поєднання захисних апаратів на відповідних ступінях розподілу електроенергії				
	1	ПН-2	АЕ2000	А3700Б	А3700Б, АЕ2000
2	АЕ2000, А3700Б	А3700С	А3700С	ПН-2	ПН-2
3	А3700С, ВА, (Masterpact)	А3700С, ВА, (Masterpact)	А3700С, ВА, (Masterpact)	А3700С, ВА, (Masterpact)	А3700С, ВА, (Masterpact)

При виборі уставок захисних апаратів для забезпечення селективності необхідно виконувати такі умови:

1) уставки струму розчеплювачів сповільненої і миттєвої дії у вимикача, розташованого ближче до джерела живлення, повинні бути в 1,5 раза більшими, ніж у найвіддаленого вимикача;

2) мінімальний струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці повинен бути більше номінального струму розчеплювача сповільненого спрацьовування не менше ніж у 3 рази;

3) мінімальний струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці повинен бути більше номінального струму розчеплювача миттєвої дії не менше ніж у 1,4 (при $I_{ном.розч} \leq 100A$) або у 1,25 (при $I_{ном.розч} \geq 100A$) рази.

Для перевірки селективності захисту в установках до 1 кВ використовується карта селективності захисту (рис. 6), яка будується після визначення розрахункових і пікових навантажень у відповідних елементах, а також при відомих струмах КЗ в характерних вузлах мережі.

Карта селективності будується в логарифмічному масштабі: на осі абсцис відкладаються струми – розрахункові, пікові і КЗ, на осі ординат – розрахований час спрацьовування захисних елементів, тривалість пуску і т.п.

У розподільних мережах до 1 кВ система захисту може містити від однієї до трьох ступіней.

Послідовність побудови карти селективності:

- а) на осі абсцис відкладається номінальний струм споживача;
- б) будується графік пускового струму споживача у вигляді прямокутника;
- в) на осі абсцис відкладається максимальне значення струму групи споживачів у вузлі навантаження;
- г) будується графік пікового струму ЕП, які приєднані до вузла навантаження, у вигляді прямокутника;
- д) відкладаються струми КЗ в характерних точках К1, К2 і К3;
- е) наносяться захисні характеристики автоматичних вимикачів або запобіжників.

Для забезпечення селективності дії послідовно встановлених автоматичних вимикачів їх захисні характеристики на карті селективності не

повинні перетинатися. При порушенні цієї умови частіше за все необхідно збільшити струми плавких вставок або уставок автоматів, рідше – змінити перерізи провідників, як більш витратний спосіб.

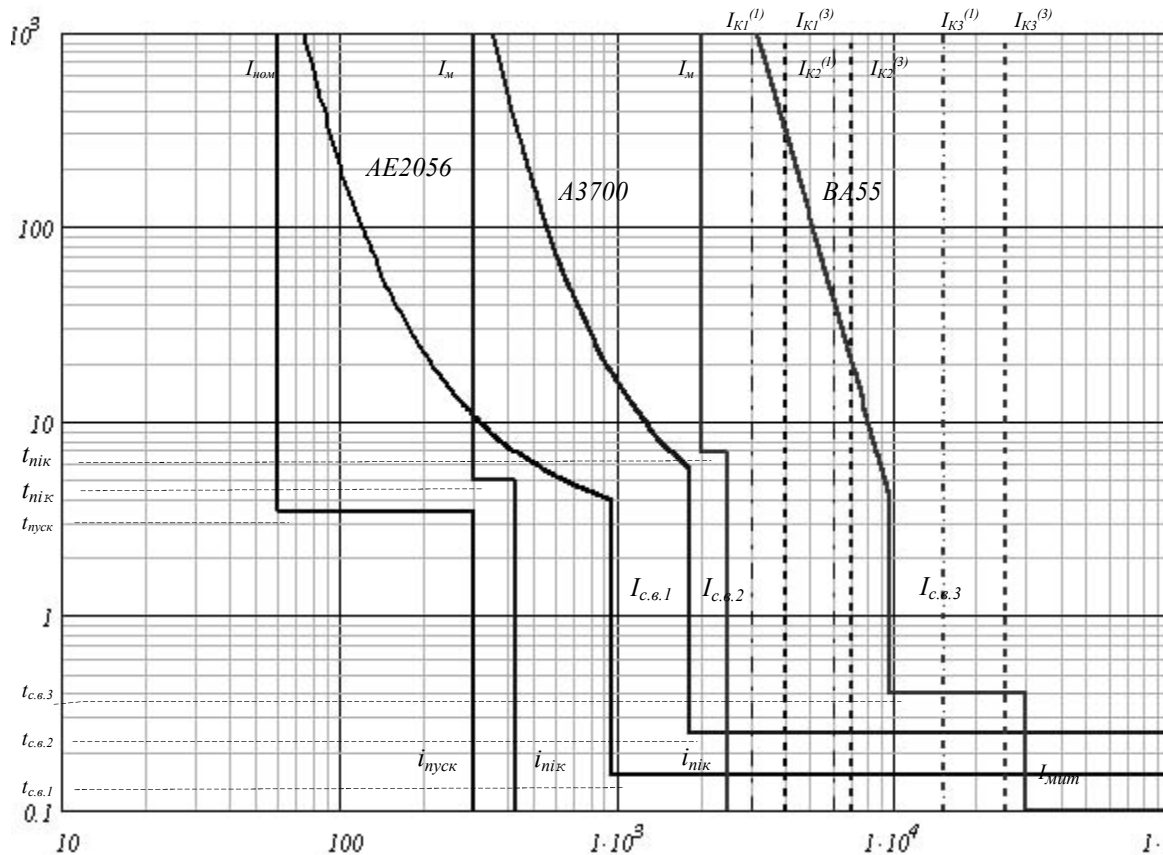


Рис. 6. Карта селективності захисту

Якщо уставки захисних апаратів були змінені, то слід повторно перевірити узгодженість плавких вставок або уставок з допустимими струмовими навантаженнями на провідники [20].

Примітка. Карта селективності обов'язково супроводжується пояснювальною схемою електричної мережі СЕП, до якої вона відноситься.

5.3. Вибір тролейних ліній

Переріз і конструкцію (тип) тролейних ліній [31], а також підживлювальних провідників вибирають за розрахунковим струмом навантаження I_m [11, табл. 6.25] і перевіряють на допустиму втрату напруги за піковим струмом [11, §6.6; 23, §3.8]. Залежно від точок підведення живлення до тролейної лінії (рис. 7) розрахункові і пікові струми визначаються окремо для постачальної лінії і для кожного з плечей тролейної лінії.

Допустима втрата напруги (проте нормуються відхилення напруги) на окремих ділянках мереж кранів змінного струму приймається для постачальної лінії – 5%, тролейної – 10%.

Розрахунок тролейних ліній на втрату напруги повинен виконуватися при

найнесприятливішому, але реальному розташуванні кранів у прольотах.

На практиці втрату напруги в троліях визначають як

$$\Delta U = k_{\Delta U} I_{\text{нік}}, \quad (63)$$

де $k_{\Delta U}$ – питомі (на одиницю довжини і струму) втрати напруги;

l – довжина тролей в один кінець від точки прикладення живлення.

Значення коефіцієнта $k_{\Delta U}$ наведені у довідковій літературі [11, 21, § 4-23] залежно від профілю (смуга, кут, швелер) провідника тролей, коефіцієнта потужності і номінальної напруги.

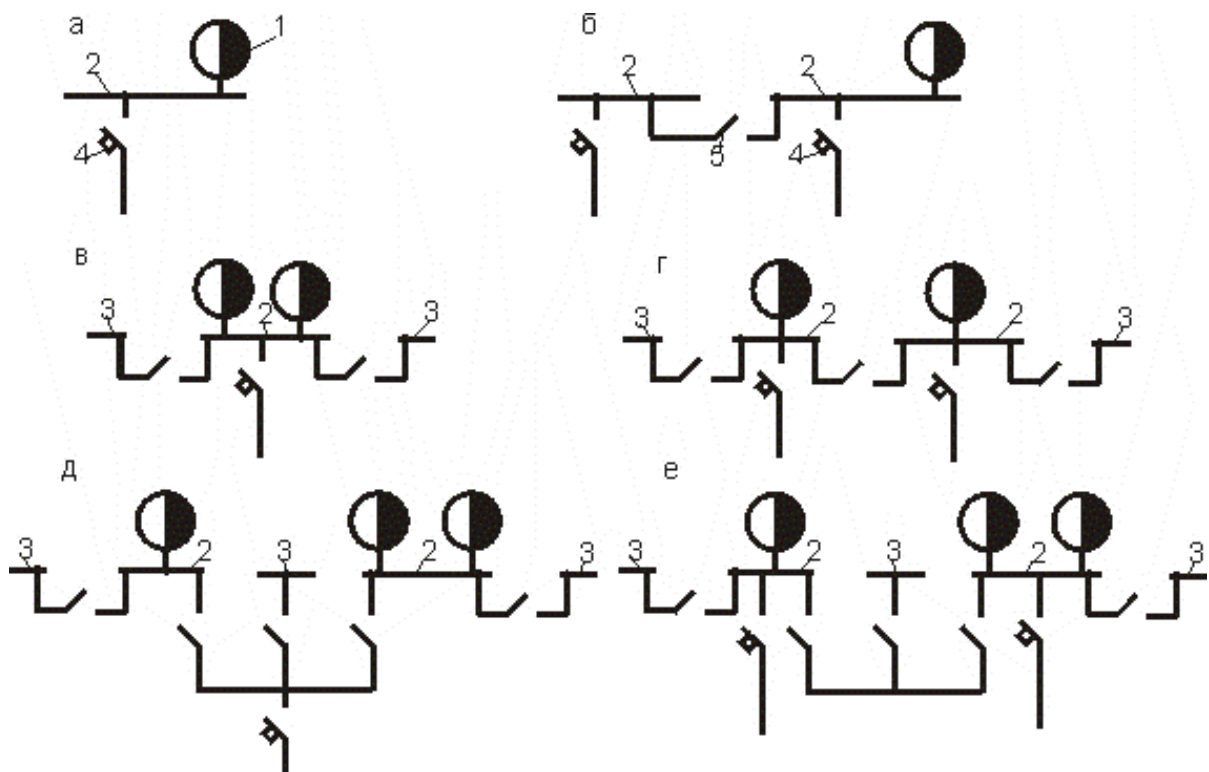


Рис. 7. Схеми живлення кранів тролієм:

а, в, д – відповідно для одного, двох і трьох кранів з живленням в одній точці; б, г, е – те ж, але при живленні в двох точках; 1- кран; 2 – робоча дільниця тролієв; 3 – ремонтна дільниця тролієв; 4 – ввідний автоматичний вимикач; 5 – рубильник або автоматичний вимикач без розчеплювача ремонтної дільниці (або секційний)

При розрахунку втрати напруги в троліях змінного струму з підживленням ураховують тільки втрату напруги в підживлювальних алюмінієвих шинах, яка визначається за формулою, %:

$$\Delta U_{\text{ш}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{нік}} \rho l}{s U_{\text{ном}}} 100, \quad (64)$$

де ρ – питомий електричний опір, Ом·м/мм²;

l – довжина тролей в один кінець, відраховуючи від точки живлення, м;

s – переріз підживлювальної шини, мм²;

$U_{ном}$ – напруга живлення, В.

Найбільш вигідною є точка підведення живлення, при якій довжина постачальної лінії буде якнайменшою, а втрата напруги не перевищуватиме допустимого значення.

Комутаційні апарати для відключення тролейних ліній вибирають без захисту, якщо є захист на початку постачальної лінії, або із захистом (автоматичний вимикач або рубильник із запобіжником) у разі живлення тролейної лінії від магістралі.

У пояснювальну записку за цим розділом входить: окрема таблиця (форма розробляється самостійно) з уточненими значеннями навантажень основних елементів цехової мережі (для однієї з цехових підстанцій), типами комутаційних і захисних апаратів, марками і перерізами шинопроводів, кабелів, тролей тощо; результати розрахунків струмів КЗ та перевірки апаратів і відповідних елементів мережі на стійкість до струмів КЗ (також подаються у вигляді таблиці); діаграма узгодження захисних характеристик апаратів і схема тролейних ліній (якщо вони не виносяться до графічної частини проекту).

Обов'язковий графічний матеріал розділу – це повна принципова схема цехової мережі.

6. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ НАПРУГИ У ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

Початковими даними для виконання цього розділу є принципова схема електричної мережі з вказівкою параметрів (перерізів, довжин і т.п.) постачальних і розподільних ліній; відомості про рівні напруги у джерел живлення в максимальному і мінімальному режимах і потужності короткого замикання на шинах цехової розподільної підстанції; дані про перетворювачі – джерела вищих гармонік, зварювальні агрегати – джерела коливань; потужності конденсаторних установок, які підлягають розміщенню в мережі 0,38 – 0,66 кВ, а також дані про діапазон регулювання напруги, який мають цехові трансформатори.

Розв'язання задачі нормалізування показників якості електроенергії (ПЯЕ) здійснюється у декілька етапів.

По-перше, за рекомендаціями консультанта визначаються значення показників якості напруги у ЕП (відхилення, коливання, коефіцієнти викривлення синусоїдальності кривої напруги і несиметрії), що допускаються. Це робиться залежно від складу ЕП на основі ДСТУ 13109-97 і СН 357-77.

По-друге, виконується розрахунок фактичних показників якості напруги в спроектованій мережі (як правило, після остаточного розподілу компенсувальних установок у цеховій мережі).

По-третє, на основі зіставлення фактичних показників з допустимими вживаються відповідні заходи щодо нормалізації ПЯЕ.

Відхилення напруги. Залежно від напруги мережі визначаються значення відхилень напруги у електроприймачів, що допускаються.

Далі знаходяться відхилення напруги у найвіддаленого та найближчого до шин КТП електроприймачів.

У загальному випадку відхилення напруги в k -й точці мережі у момент часу t при довільній кількості ступіней трансформації

$$\delta U_k(t) = \delta U_{ЦЖ}(t) + \sum_{i=1}^n E_i(t) - \sum_{j=1}^m \Delta U_j(t), \quad (65)$$

де $\delta U_{ЦЖ}$ – відхилення напруги в центрі живлення (ГЗП, КТП та ін.);

$\sum_{i=1}^n E_i(t)$ – алгебраїчна сума добавок (відхилень) напруги, створюваних

регулювальними пристроями;

$\sum_{j=1}^m \Delta U_j(t)$ – сума втрат напруги в ділянках електричного ланцюга від

центра живлення до k -го вузла мережі.

Для нормалізації відхилень вживаються такі заходи:

а) розраховують значення добавок напруги, що повинні створювати цехові трансформатори з ПБЗ;

б) змінюють перерізи провідників постачальних і розподільних ліній цехової мережі;

в) вибирають більш раціональні точки підключення конденсаторних установок.

Наприклад, добавка напруги, яку повинен забезпечити трансформатор:

$$E_T = \delta U_{2\partial on} - \delta U_1 + \Delta U_T, \quad (66)$$

де $\delta U_{2\partial on}$ – допустиме відхилення напруги на стороні низької напруги трансформатора, визначається для режиму максимальних $\delta U'_{2\partial on}$ та мінімальних $\delta U''_{2\partial on}$ навантажень з урахуванням вимог стандарту щодо нормованих відхилень напруги на затискачах ЕП та втрат напруги в елементах низьковольтної мережі від ЕП до затискачів трансформатора;

δU_1 – відхилення напруги на первинних затискачах трансформатора, визначається для режиму максимальних $\delta U'_1$ та мінімальних $\delta U''_1$ навантажень з урахуванням можливих відхилень напруги на шинах джерела живлення (шини РУ ГЗП тощо) та втрат напруги в елементах високовольтної мережі до затискачів трансформатора;

ΔU_T – втрати напруги в трансформаторі у відповідних режимах.

Наприкінці необхідно знайти середнє значення добавки напруги $E_{T.CP} = (E'_T + E''_T)/2$, яка при застосуванні трансформаторів з ПБЗ, звичайно, забезпечує кращу якість електроенергії за відхиленням напруги.

Добавка напруги, створювана в точці підключення конденсаторної установки:

$$E_{БК} = \frac{X_c Q_{БК}}{10U^2}, \quad (67)$$

де X_c – опір постачальної мережі до точки підключення БК, Ом;
 U – напруга в місці установлення БК, кВ;
 $Q_{БК}$ – потужність БК, квар.

Розмахи змінювання (коливання) напруги. Допустиме значення розмахів змінювання напруги у споживачів визначається залежно від частоти їх повторення, а також розряду робіт за напругою зору і типу джерел освітлювання (див. ДСТУ 13109-97).

Значення коливань напруги розраховуються з достатньою точністю за виразами, прийнятими для оцінки втрат напруги в мережі при сталому режимі:

$$\delta U_t = \frac{100}{S_k} \left(\frac{R_m}{X_m} \Delta p + \Delta q \right), \quad (68)$$

де Δp , Δq – коливання (накиди) активної і реактивної потужностей, визначаються як різниця між найбільшими значеннями при нахиді навантаження і значеннями у попередньому режимі, МВт, Мвар;

R_m, X_m – відповідно активний і реактивний опори, визначаються до точки мережі, в якій розраховуються коливання, Ом;

S_k – потужність короткого замикання в точці мережі, що розглядається, МВ·А.

При $\frac{R_m}{X_m} \leq 0,1$ коливання напруги визначаються за спрощеною формулою:

$$\delta U_t = \frac{\Delta q}{S_k} 100, \quad (69)$$

якщо накиди навантаження мають чисто реактивний характер.

Викривлення синусоїдальності кривої напруги. Допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності кривої напруги K_U установлюються за стандартом. При наявності у вузлі навантаження одного перетворювача K_U рекомендується визначати за виразом, в.о.:

$$K_U = X_{*c} \sqrt{\frac{3 \sin \varphi_1}{\pi (X_{*c} - X_{*ВП})} - \frac{9}{\pi^2}}, \quad (70)$$

де $X_{*c} = \frac{S_{ВП}}{S_k}$ – відносний опір системи, приведений до потужності перетворювача $S_{ВП}$;

S_k – потужність КЗ в точці, де визначається K_U , МВ·А;

$X_{*ВП}$ – індуктивний опір анодного трансформатора, приведений до потужності перетворювача.

При роботі N перетворювачів значення K_U у вузлі навантаження можна розраховувати за наближеною формулою:

$$K_U = \sqrt{\sum_{i=1}^N K_{Ui}}. \quad (71)$$

Заходи щодо зниження викривлення кривої напруги впливають з аналізу складових виразу (70). Зокрема, допустимість підключення одного або групи скоординовано працюючих перетворювачів потужністю $S_{ВП}$ встановлюється співвідношенням:

$$\frac{S_k}{S_{ВП}} \geq \frac{1}{U_{*ВГ}} \sqrt{\frac{2\pi}{pU_{к.з}} - 1}, \quad (72)$$

де $U_{*ВГ}$ – допустимий вміст вищих гармонік у вузлі, в.о.;

$U_{к.з.}$ – відносне значення напруги короткого замикання перетворюючого трансформатора;

p – кількість фаз перетворювача.

Для розрахунку коефіцієнта несиметрії за напругою зворотної послідовності та інших показників якості напруги слід, крім ДСТУ 13109-97, звернутися до літератури, наприклад [22, гл. 9].

У пояснювальній записці цей розділ представляється відповідними розрахунками, графіками, схемами тощо. Наприклад, для показника відхилення напруги це графіки відхилень напруги в різних точках мережі для мінімального, максимального та післяаварійного режимів.

На базі розрахунків з розподілу компенсувальних установок у графічній частині (на плані цеху та принциповій схемі) відображуються місце встановлення та точки підключення батарей конденсаторів і уточнюється їх тип (регульовані, нерегульовані).

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПРОЕКТУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для зіставлення варіантів систем електропостачання з тривалим терміном спорудження застосовуються методи, які враховують реалії ринкової економіки, один з яких – приведення різночасних витрат до одного моменту часу, частіше до моменту інвестицій (до сьогоднішньої вартості „Present Value” (PV)) шляхом дисконтування. Значення дисконту залежить від депозитної ставки, темпів інфляції, рівня ризику, рівня ліквідності. Як дисконт можна використовувати середню депозитну або кредитну ставку.

Приведена вартість проекту розраховується таким чином [24]:

$$PV = \sum_{t=0}^n \frac{Z_t}{(1+i)^t}, \quad (73)$$

де Z_t – загальні витрати на здійснення проекту на кінець t -го року;
 n – кількість періодів (років), які приймаються до розрахунку;
 i – дисконтна ставка.
Загальні витрати на кінець t -го року знаходяться як

$$Z_t = K_t + I_t, \quad (74)$$

де K_t – сумарні капітальні вкладення на кінець t -го року;
 I_t – сумарні витрати на поточну експлуатацію на кінець t -го року.

Капітальні вкладення на спорудження внутрішньоцехової мережі визначають за показниками вартості її основних елементів: підстанцій, силових пунктів, панелей розподільних щитів, шинопроводів, у тому числі тролейних, проводів і кабелів постачальних і розподільних ліній, конденсаторних установок тощо.

Сумарні витрати на поточну експлуатацію визначаються двома складовими:

$$I_t = I_e + I_{\Delta A \Sigma}, \quad (75)$$

де $I_e = \alpha_{\Sigma} K$ – відрахування від капітальних витрат;
 α_{Σ} – сумарна норма відрахувань на ремонт, обслуговування і амортизацію, д.о.;

$I_{\Delta A \Sigma} = b' \Delta A' + b'' \Delta A''$ – вартість загальних втрат електроенергії;

$\Delta A', \Delta A''$ – відповідно умовно змінні (залежать від навантаження мережі) і умовно постійні (не залежать від навантаження мережі і визначаються напругою мережі) втрати енергії в елементах СЕП [19, §19.2];

b', b'' – питома вартість відповідно умовно змінних і умовно постійних втрат енергії.

Вартість навантажувальних втрат енергії (умовно змінних) рекомендується визначати за тарифом на вході в мережу (купівельна ціна). Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0,8 до тарифу на вході.

При порівнянні декількох альтернативних проектів перевага надається проекту з меншою приведеною вартістю.

Разом з економічним критерієм для більшого обґрунтування альтернативні проекти порівнюють за технічними показниками, до яких відносять:

- ✓ встановлену потужність, окремо для ЕП напругою до і вище 1 кВ, кВт;
- ✓ встановлену потужність освітлювальних установок, кВт;
- ✓ питому встановлену потужність, кВт/м²;

- ✓ потужність компенсувальних установок на напругу до і вище 1 кВ, квар;
- ✓ щільність навантаження, $\text{kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$;
- ✓ коефіцієнт потужності до і після компенсації;
- ✓ споживання електроенергії об'єктом на рік, кВт·год;
- ✓ кількість трансформаторних підстанцій;
- ✓ одиничну потужність трансформаторів, кВА;
- ✓ середній коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Необхідність в розрахунках інших показників залежить від конкретних умов.

За вказівкою керівника проекту техніко-економічні показники розраховуються або для однієї підстанції (КТП), або для системи електропостачання у цілому.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Волобринский С.Д., Каялов Г.М., Клейн П.Н., Мешель Б.С. Электрические нагрузки промышленных предприятий. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
2. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
3. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.
4. Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи ЕПП-11 „Визначення та моделювання за допомогою ЕОМ електричних навантажень систем електропостачання на різних рівнях розподілу електроенергії” / Упорядн. В.Т. Заїка, О.Р. Ковальов, В.В. Самойленко, Н.Ю. Рухлова – Д.: НГУ, 2006. – 16 с.
5. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 456 с.
6. Гольстрем В.А., Кузнецов Ю.Л. Энергетический справочник инженера. – К.: Техніка, 1983. – 488 с.
7. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.
8. Ермилов А.А. Основы электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
9. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
10. Овчаренко А.С., Рабинович М.Л. Технично-економічна ефективність систем електропостачання промислових підприємств. – К.: Техніка, 1977. – 172 с.
11. Декопов Б.И., Тимофеев А.В. Проектирование электрических установок и автоматизации горно-обогатительных предприятий: Справочник. – М.: Недра, 1981 – 272 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергоиздат, 1981. – 408 с.
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: В 2-х кн. / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1973. – 1200 с.
14. Проектирование промышленных электрических сетей / Под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергия, 1979. – 328 с.
15. Основы построения промышленных электрических сетей / Под общ. ред. Г.М. Каялова. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.

16. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1971. – 248 с.
17. Электротехнический справочник: В 3-х т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. – М.: Энергоиздат, 1982. – Т. 3. – 1216 с.
18. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
19. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2-х т. / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 1160 с.
20. Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи ЕПП-9 „Вибір апаратури та координація захисту СЕП напругою до 1 кВ засобами Math-CAD Professional” з дисципліни "Електропостачання" для студентів напряму підготовки 0906 "Електротехніка" / Упорядн. В.Т. Заїка, Н.Ю. Рухлова, В.В. Самойленко, М.С. Луговський. – Д.: НГУ, 2006. – 18 с.
21. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / Под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 696 с.
22. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – К.: Техніка, 1985. – 279 с.
23. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.
24. Брігхем Є.Ф. Основы финансового менеджменту: Пер. з англ. – К.: Молодь, 1997. – 1000 с.
25. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
26. Гольстрем В.А., Иваненко А.С. Справочник энергетика промышленных предприятий. – К.: Техніка, 1977. – 464 с.
27. Блок В.М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергетических специальных вузов. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.
28. www.uea.com.ua / Комплектні трансформаторні підстанції.
29. www.eleton.com.ua / Низьковольтні комплектні пристрої. Захисні апарати. Комплектні компенсуювальні пристрої.
30. www.kuemz.ru / Комплектні трансформаторні підстанції. Низьковольтні комплектні пристрої. Автоматичні вимикачі.
31. www.schneider-electric.com.ua / Автоматичні вимикачі. Струмопроводи. Низьковольтні комплектні пристрої.
32. www.uaasko.com / Автоматичні вимикачі. Низьковольтні комплект-

ні пристрої.

33. www.elecon.com.ua / Автоматичні вимикачі. Низьковольтні комплектні пристрої.

34. www.relayexport.com / Автоматичні вимикачі. Низьковольтні комплектні пристрої. Комплектні трансформаторні підстанції.

35. www.electrosphere.com.ua / Автоматичні вимикачі. Низьковольтні комплектні пристрої. Комплектні компенсувальні пристрої.

36. www.ra-publish.com.ua / Энергетика и электротехника Украины 2005: Каталог.

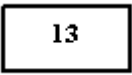
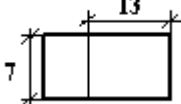





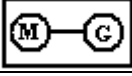
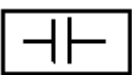

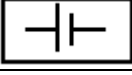



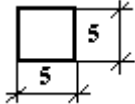


37. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат. – 2000. – 331 с.

38. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов.– М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.


39. Каминский Е.А. Практические приемы чтения схем электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 368 с.

ДОДАТОК А

Умовне графічне зображення електрообладнання і проводок на планах
(подається мовою оригіналу)

№ п/п	Наименование оборудования	Обозначение	Размер, мм	Стандарт
1	Устройство электрическое. Общее изображение. <i>Примечание. Внутри изображения проставлен номер позиции устройства</i>			ГОСТ 21.614-88
2	Устройство с электродвигателем			
3	Устройство с многодвигательным электроприводом			
4	Комплектное трансформаторное устройство с одним трансформатором. <i>Примечание. Допускается трансформатор малой мощности изображать без прямоугольного контура.</i> То же, с несколькими трансформаторами, например, с двумя			
				
5	Устройство с генератором			
6	Двигатель - генератор			
7	Установка комплектная конденсаторная (батарея конденсаторная)			
8	Установка комплектная преобразовательная			
9	Батарея аккумуляторная			
10	Линия, выполненная голыми шинами			
11	Ящик с аппаратурой			
12	Шкаф, панель, пульт, щиток одностороннего обслуживания, пост местного управления			
13	Шкаф, панель двухстороннего обслуживания			

№ п/п	Наименование оборудования	Обозначение	Размер, мм	Стандарт
14	Шкаф, щит пульт из нескольких панелей одностороннего обслуживания. <i>Пример. Щит из четырех шкафов</i>			ГОСТ 21.614-88
15	Шкаф, щит, пульт из нескольких панелей двухстороннего обслуживания. <i>Пример. Щит из пяти шкафов</i>			
16	Щит открытый <i>Пример. Щит из четырех панелей</i>			
17	Светильник с лампой накаливания.			
18	Прокладка шин и шинопроводов. Общее изображение Шины или шинопровод на стойках То же, на подвесах То же, на кронштейнах		Толщина 2,0 То же То же	
19	Линии проводки. Общее изображение		Толщина 1,0	ГОСТ 21.614-88
20	Линия троллейная			
21	Линия заземления, зануления		Толщина 1,0	
22	Заземлители			
23	Проводка гибкая			
24	Труба или группа труб, прокладываемых скрыто (в бетоне, полу, грунте и т.д.) с указанием отметки заложения			
25	Труба или группа труб, прокладываемых открыто			
26	Траншея кабельная			ГОСТ 2.754-72
27	Туннель кабельный			ГОСТ 2.754-72
28	Канал кабельный			ГОСТ 2.754-72
Оборудование напряжением выше 1 кВ				
29	Электростанция. Общее изображение: проектируемая действующая			ГОСТ 2.748-68 ГОСТ 2.748-68

№ п/п	Наименование оборудования	Обозначение	Размер, мм	Стандарт
30	Подстанция. Общее обозначение: проектируемая действующая			ГОСТ 2.748-68 ГОСТ 2.748-68

Додаток Б
Приклад оформлення титульного аркушу

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»

Кафедра систем електропостачання

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
ДО КУРСОВОГО ПРЕКТУ
З ДИСЦИПЛІНИ «ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ»
НА ТЕМУ: «РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ІНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ЦЕХУ МАШИНОБУДІВНОГО
ПІДПРИЄМСТВА»**

Виконав: студент групи ЕП-07
Іванов І.І.

Перевірив: проф. Заїка В.Т.

Дніпропетровськ
2011

ЗМІСТ

	с.
Вступ.....	3
Задачі курсового проектування.....	3
Зміст та оформлення курсового проекту.....	3
1. Принципи проектування та вимоги до систем промислового електропостачання.....	4
2. Розрахунок електричних навантажень.....	5
2.1. Основні положення.....	5
2.2. Визначення розрахункових навантажень за методом коефіцієнта попиту.....	7
2.3. Визначення розрахункових навантажень за методом упорядкованих діаграм.....	8
2.4. Статистичний метод визначення розрахункових навантажень.....	14
2.5. Визначення пікових навантажень.....	15
3. Вибір трансформаторних підстанцій і компенсувальних установок.....	17
3.1. Вибір числа, потужності та розташування цехових трансформаторних підстанцій.....	17
3.2. Балансовий підхід до вибору потужності джерел компенсації реактивних навантажень.....	19
3.3. Визначення точок підключення конденсаторних установок у мережі до 1 кВ.....	21
4. Вибір структури, напруги та конструктивного виконання обладнання цехових систем електропостачання.....	22
5. Розрахунок і захист цехових електричних мереж.....	28
5.1. Вибір перерізів провідників і параметрів захисних апаратів.....	28
5.2. Селективність захисту в установках до 1 кВ.....	31
5.3. Вибір тролейних ліній.....	33
6. Забезпечення якості напруги у електроприймачів.....	35
7. Техніко-економічні показники проекту електропостачання.....	38
Список літератури.....	41
Додаток. Умовне графічне зображення електрообладнання і проводок на планах.....	44

Упорядники:

Заїка Володимир Терентійович
Самойленко Вікторія Венадіївна
Бобров Олексій Володимирович
Румянцев Андрій Сергійович

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ
З ДИСЦИПЛІНИ „ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ”
для студентів спеціальності
“Електротехнічні системи електроспоживання”

Друкується в редакційній обробці авторів

Підписано до друку .06. Формат 30x42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум.-друк. арк. 2,6.
Обл.-вид. арк. 2,6. Тираж 250 прим. Зам. № _____.

НГУ

49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.