

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАШИН І УСТАНОВОК ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ ПРАКТИКУМ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра
за освітньою програмою «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних
комплексів»
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Укладачі: О. В. Мейта, М. П. Осадчук

Електронне мережеве навчальне видання

Київ
КПІ ім. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО
2025

УДК 621.31
Э45

Укладачі: *Мейта Олександр Вячеславович, канд. техн. наук, доц.*
Осадчук Микола Павлович, канд. фіз.-мат. наук, ст. викл.

Рецензент *Калінчик В.П. канд. техн. наук, доц,*
каф. Електропостачання, НН ІЕЕ

Відповідальний редактор *Лістовицик, Л.К., канд. техн. наук, доц.*

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 9 від 26.06.2025 р.)
за поданням вченої ради Навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту
(протокол № 10 від 29.05.2025 р.)*

Э45 **Електрообладнання та електропостачання машин і установок електротехнічних комплексів.**

Електрообладнання та електропостачання машин і установок електротехнічних комплексів. Практикум [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освіт. програмою "Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів" спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: О. В. Мейта, М. П. Осадчук. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025. – 81 с.

В посібнику викладені методичні вказівки до виконання практичних робіт з курсу "Електрообладнання та електропостачання машин і установок електротехнічних комплексів". Посібник призначений для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою "Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів" спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка". Посібник також може бути корисним для студентів технічних спеціальностей, навчальні плани яких пов'язані з електропостачанням промислових та видобувних підприємств, метрополітену та підземних споруд.

УДК 621.31

Реєстр. № НП 24/25-586. Обсяг 2,7 авт. арк.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025

Зміст

ВСТУП.....	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1. Формування системи електропостачання електроприймачів з урахуванням технології робіт.....	5
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2. Розрахунок навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта попиту	23
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3. Розрахунок навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта максимуму	29
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4. Вибір перерізів провідників та розрахунок втрат напруги в дільничних мережах до 1000 В.....	36
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5. Розрахунок струмів КЗ в мережах до 1 кВ.....	44
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6. Розрахунок основних техніко-економічних показників системи електропостачання.....	53
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7. Розрахунок електричного освітлення	61
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8. Розрахунок компенсації реактивної потужності.....	67
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9. Розрахунок приведенного однофазного навантаження до умов трифазного навантаження.....	75
ЛІТЕРАТУРА.....	81

ВСТУП

В посібнику викладені методичні вказівки до виконання практичних робіт з курсу "Електрообладнання та електропостачання машин і установок електротехнічних комплексів". Основна мета практичних робіт – навчити студентів методам проектування та розрахунку електричних мереж промислових підприємств. В практичних роботах розглядаються методи побудови схем електропостачання, методи розрахунку активної та реактивної потужності для окремих груп споживачів та підприємства в цілому, методи розрахунку енергетичних показників підприємства, методи розрахунку ліній електропередач, методи розрахунку струмів короткого замикання.

Посібник надає студентам всю навчальну інформацію, необхідну для опанування методів розрахунку електричних мереж. Кожна практична робота складається з теоретичних відомостей, методики виконання завдань, прикладу розв'язку завдання та варіантів завдань для самостійного виконання. Завдяки такій структурі практичних робіт студент може ознайомитися з теоретичною основою кожного з методів розрахунку, а потім розглянути застосування методів на практиці.

Посібник призначений для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка". Посібник також може бути корисним для студентів технічних спеціальностей, навчальні плани яких пов'язані з електропостачанням промислових та видобувних підприємств, метрополітену та підземних споруд.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1. Формування системи електропостачання електроприймачів з урахуванням технології робіт

Мета роботи – вивчити принципи створення електричних схем технологічних комплексів.

1.1. Основні теоретичні відомості

1.1.1. Основні принципи побудови системи електропостачання промислового підприємства

Поширеним варіантом побудови схеми електропостачання промислового підприємства є використання на території підприємства трьох рівнів напруги – живлення підприємства від районної енергосистеми напругою 35 кВ, використання напруги 6 кВ для розподілу електроенергії по території підприємства та живлення споживачів напругою 380 В. Наслідком використання такої схеми електропостачання є необхідність двічі виконувати зміну рівня напруги, для чого в схемі мають бути наявні трансформаторні підстанції – головна понижувальна підстанція, яка виконує перетворення напруги 35/6 кВ та цехові трансформаторні підстанції 6/0,4 кВ, які виконують живлення споживачів.

Уніфікація схемних рішень дозволяє швидко скомпонувати схему електропостачання від вводу енергії на підприємство до кінцевих електроприймачів. Зображені в літературних джерелах схеми часто мають спрощений, блочний характер та не відображають повний перелік обладнання, що входить до складу підстанції. Тому важливо вміти орієнтуватись в спрощених схемах та вміти представити їх у розгорнутому вигляді.

1.1.2. Побудова схеми трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Варіанти схем трансформаторних підстанцій 35/6 кВ в однолінійному виконанні показані на рис. 1.1. До складу трансформаторної підстанції входить

трансформатор 35/6 кВ, високовольтні вимикачі з боку високої (35 кВ) та низької (6 кВ) напруги, які дозволяють від'єднати первинну або вторинну обмотку трансформатора відповідно, та розподільчий пристрій з боку низької напруги, від якого відходять лінії до споживачів. Трансформатор та вимикачі з боку високої напруги розміщуються на вулиці, а розподільчий пристрій з боку низької напруги – в будівлі трансформаторної підстанції.

В системі електропостачання підприємства можуть застосовуватися не тільки трансформаторні підстанції 35/6 кВ, а ще розподільчі пристрої 6 кВ, які допускають приєднання декількох споживачів, але без зміни рівня напруги. Схеми окремо встановлених розподільчих пристроїв 6 кВ (рис. 1.2) аналогічні схемам розподільчих пристроїв в складі трансформаторних підстанцій 35/6 кВ.

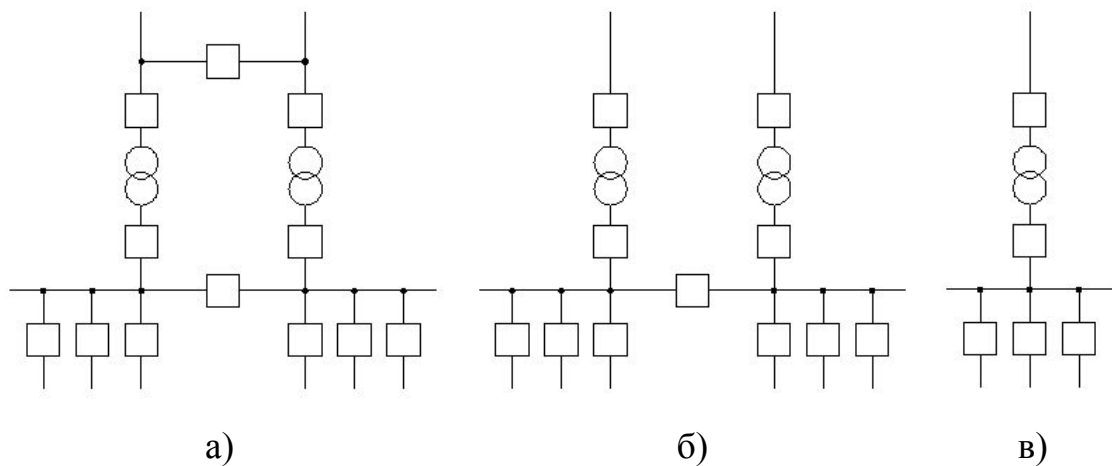


Рис. 1.1. Варіанти схем трансформаторних підстанцій 35/6 кВ: а – підстанція I категорії з секційним вимикачем з боку високої напруги; б – підстанція I категорії без секційного вимикача з боку високої напруги; в – підстанція III категорії

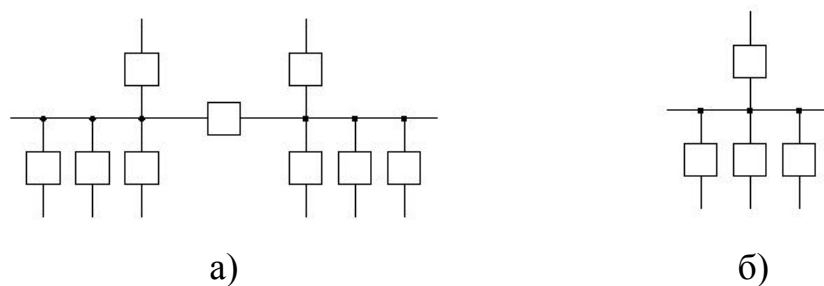


Рис. 1.2. Варіанти схем розподільчих пристроїв 6 кВ: а – розподільчий пристрій I категорії; б – розподільчий пристрій III категорії

На трансформаторних підстанціях для споживачів I категорії передбачені два трансформатори 35/6 кВ, які живляться від двох різних ліній електропередач (рис. 1.1, а, б). Споживачі приєднуються до двох секцій шин розподільчого пристрою, причому сумарна потужність споживачів на обох секціях має бути приблизно однаковою. Між секціями шин встановлюється секційний вимикач. В разі зникнення напруги на одній секції шин, пристрій автоматичного включення резерву (АВР) вмикає секційний вимикач та споживачі починають отримувати живлення від іншої секції шин. Варіант з постійно увімкненим секційним вимикачем застосовується рідше, тому що в цьому випадку зростають струми короткого замикання. З боку високої напруги секційний вимикач може бути наявний (рис. 1.1, а) або відсутній (рис. 1.1, б). Трансформаторна підстанція для споживачів III категорії має один трансформатор 35/6 кВ та одну секцію шин розподільчого пристрою (рис. 1.1, в).

Приєднання високовольтного вимикача з боку напруги 35 кВ детально показано на рис. 1.3. Для безпеки обслуговуючого персоналу, з обох боків високовольтного вимикача встановлюються роз'єднувачі (рис. 1.3, а), які дозволяють повністю зняти напругу з вимикача на час ремонту (без роз'єднувачів навіть у вимкненого вимикача одна сторона залишається під напругою). Роз'єднувачі мають відкриту конструкцію для того, щоб обслуговуючий персонал міг бачити видимий розрив контактів. Роз'єднувачі не здатні розірвати електричне коло, в якому протікає струм, тому перед розмиканням роз'єднувачів виконується вимкнення струму високовольтним вимикачем. На рис. 1.3, а показано асиметричне приєднання роз'єднувачів, тому що рухомий контакт роз'єднувача має знаходитися з боку, який залишається без напруги після розмикання роз'єднувача. Також для безпеки встановлюються заземлювачі, які після зняття напруги заземлюють обидві сторони високовольтного вимикача. Заземлювачі механічно з'єднані з роз'єднувачами, тому замкнути заземлювач можна тільки після розмикання роз'єднувача.

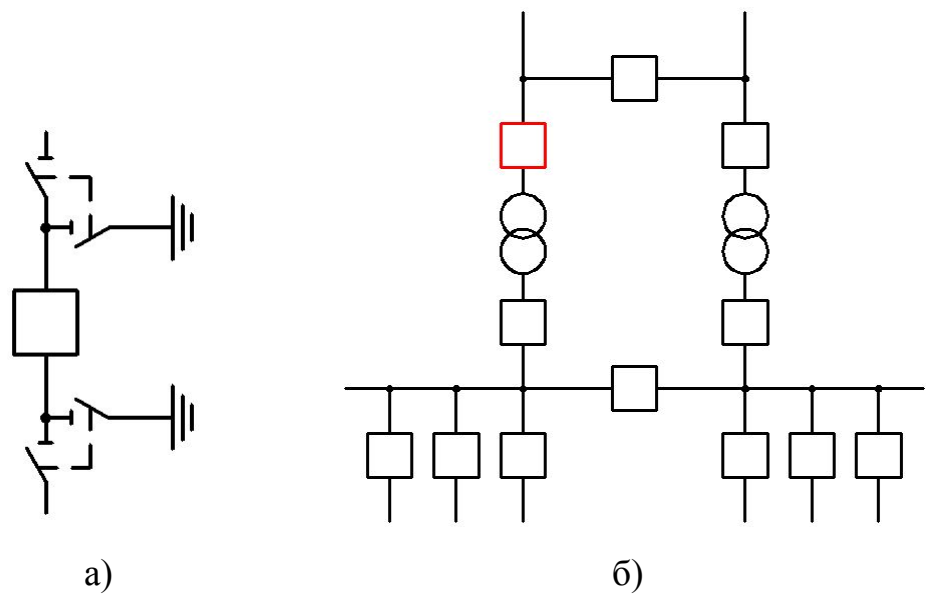


Рис. 1.3. Високовольтний вимикач з боку напруги 35 кВ: а – приєднання вимикача; б – розташування вимикача на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Приєднання секційного вимикача з боку напруги 35 кВ (рис. 1.4) аналогічно до приєднання високовольтного вимикача (рис. 1.3). Секційний вимикач використовується разом з роз'єднувачами та заземлювачами, але приєднання заземлювачів симетричне відносно секційного вимикача (рис. 1.4, а).

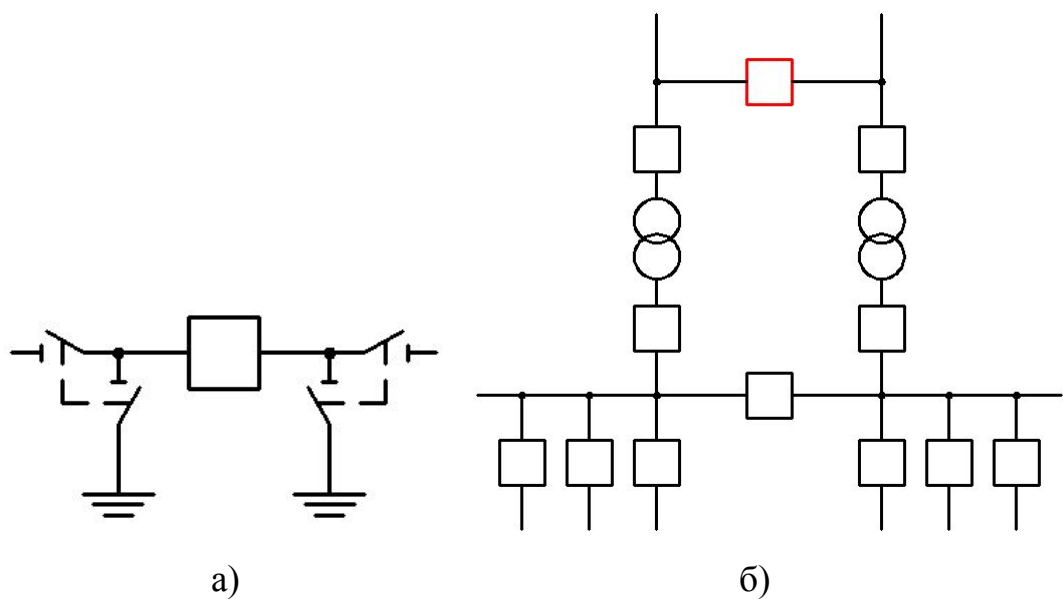


Рис. 1.4. Секційний вимикач з боку напруги 35 кВ: а – приєднання вимикача; б – розташування вимикача на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Якщо з боку напруги 35 кВ не використовується секційний вимикач, то разом з високовольтним вимикачем встановлюються додаткові заземлювачі для того, щоб після розмикання роз'єднувачів можна було заземлити повітряну лінію та первинну обмотку трансформатора (рис 1.5, а). Аналогічно, якщо наявний секційний вимикач з боку напруги 35 кВ, то встановлюються додаткові роз'єднувачі та заземлювачі для того, щоб на час ремонту можна було зняти напругу та заземлити будь-яку ділянку схеми (рис 1.6).

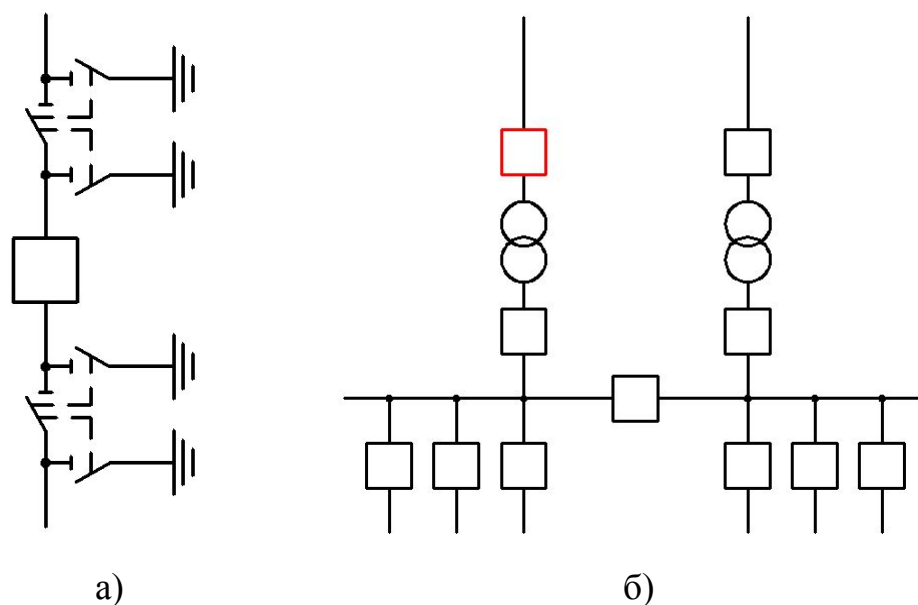


Рис. 1.5. Високовольтний вимикач з боку напруги 35 кВ за відсутності секційного вимикача: а – приєднання вимикача; б – розташування вимикача на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

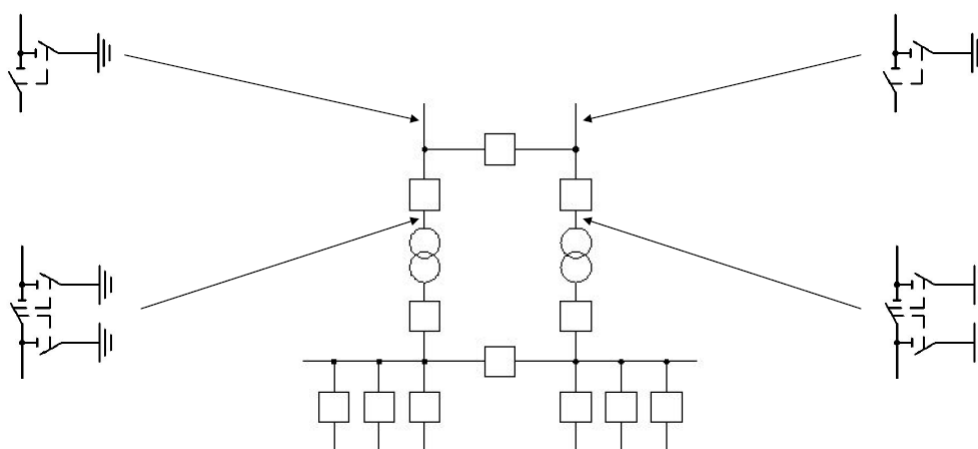


Рис. 1.6. Встановлення додаткових роз'єднувачів та заземлювачів за наявності секційного вимикача з боку напруги 35 кВ

1.1.3. Побудова схеми розподільчого пристрою 6 кВ

Розподільчий пристрій на напругу 6 кВ конструктивно виконується у вигляді шафи, яка розділена на комірки. Електрообладнання в межах однієї комірки виконує певну самостійну функцію (наприклад, високовольтний вимикач одного споживача), а різні комірки з'єднуються між собою за допомогою шин, що проходять вздовж шафи. Історично першим типом розподільчого пристрою на напругу 6 кВ були камери стаціонарного обслуговування (КСО), в яких все електрообладнання жорстко закріплювалося всередині комірок шафи. Така конструкція утруднює доступ обслуговуючого персоналу, робить ремонт електрообладнання складнішим та небезпечнішим. З цієї причини КСО вважаються застарілими та можуть зустрічатися на об'єктах електропостачання, які не пройшли модернізацію. В наш час замість КСО застосовуються комплектні розподільчі пристрої (КРП). Основна відмінність конструкції КРП – електрообладнання комірки шафи монтується на викатному візку. На задній стороні візка розташований розетковий контакт, через який електрообладнання на візку з'єднується з шинами та зі споживачем.

Окремі комірки КРП можуть виконувати різні функції – високовольтні вимикачі споживачів, введення напруги від трансформатора 35/6 кВ, конденсаторні батареї для компенсації реактивної потужності і т.д. Конструкція КРП передбачає, що в одній шафі можуть встановлюватися комірки різних типів в довільних комбінаціях. Це дозволяє зібрати з комірок КРП розподільчий пристрій на напругу 6 кВ, який відповідає потребам конкретного об'єкта електропостачання. Варіанти схем комірок КРП наведені в каталогах виробників електрообладнання. Нижче будуть розглянуті декілька типових схем комірок КРП.

Схеми комірок КРП для приєднання споживачів показані на рис. 1.7. Основним елементом комірки є високовольтний вимикач, який з'єднує шину розподільчого пристрою з лінією, що відходить до споживача. Разом з вимикачем показані розеткові контакти викатного візка. Після вимикача приєднані

трансформатори струму, які понижують силу струму щоб у вторинних колах сила струму не перевищувала 5 А. Використовуються два комплекти трансформаторів струму – перший комплект для приєднання схем релейного захисту, другий комплект – для приєднання лічильника електроенергії Wh. В комірці КРП передбачений заземлювач для заземлення лінії після вимкнення високовольтного вимикача. На виході з комірки встановлюється трансформатор струмів нульової послідовності (ТСНП), який використовується для виявлення однофазних замикань на землю. Замість первинної обмотки у ТСНП є вікно в корпусі, через яке протягується кабель. За нормальної роботи сумарний магнітний потік від трьох фаз дорівнює нулю і на вторинній обмотці ТСНП відсутня напруга. В разі однофазного замикання на землю виникають струми нульової послідовності, сумарний магнітний потік від яких ненульовий, і на вторинній обмотці ТСНП з'являється напруга, яка викликає спрацювання релейного захисту. Якщо споживач приєднується повітряною лінією, то в комірці КРП встановлюється коротка кабельна вставка з двома муфтами, яка протягується через ТСНП. Якщо споживач приєднується кабельною лінією, то в комірці КРП на початку кабелю встановлюється одна муфта та ТСНП, а інша муфта встановлюється в кінці кабелю біля споживача.

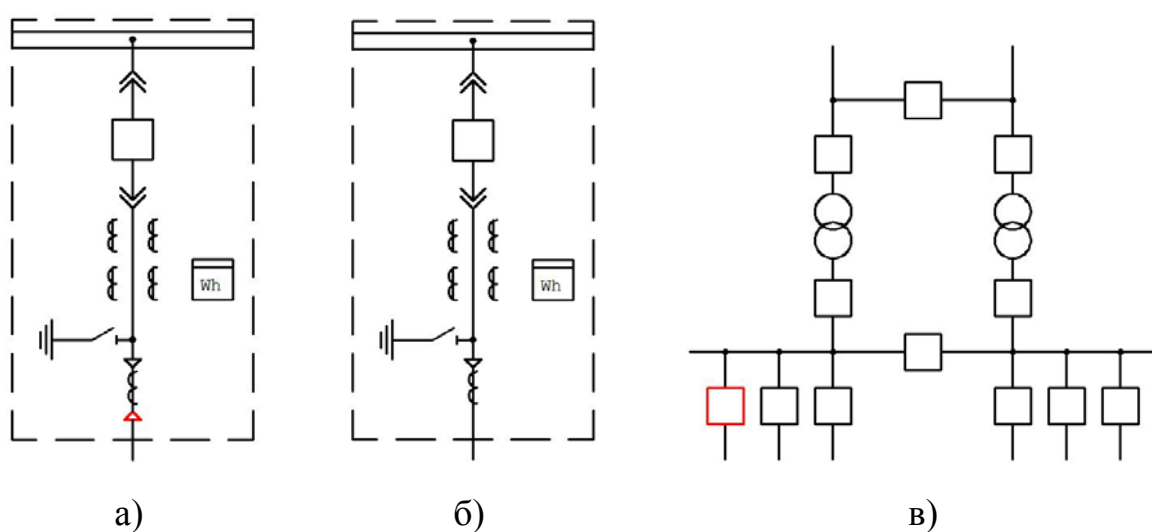


Рис. 1.7. Комірки КРП для приєднання споживачів: а – приєднання споживача повітряною лінією; б – приєднання споживача кабельною лінією; в – розташування комірки на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Комірки для введення напруги в розподільчий пристрій показані на рис. 1.8. Схема на рис. 1.8, а використовується у випадку введення напруги від трансформатора 35/6 кВ або від повітряної лінії 6 кВ. Середня комірка використовується для приєднання до розподільчого пристрою шинопроводу від трансформатора. В цій комірці з електричних апаратів є тільки заземлювач. В лівій комірці встановлений вхідний вимикач, який з'єднує ввід напруги з шиною розподільчого пристрою. В правій комірці встановлений трансформатор власних потреб (ТВП), який забезпечує електропостачання внутрішніх споживачів розподільчого пристрою. Основне призначення ТВП – живлення приводів високовольтних вимикачів. З цієї причини ТВП приєднується до вводу напруги перед вхідним вимикачем (якби ТВП був приєднаний до шини розподільчого пристрою, то вхідний вимикач було б неможливо увімкнути через відсутність живлення його приводу). У випадку введення напруги за допомогою кабельної лінії, застосовується схема з двох комірок, яка показана на рис. 1.8, б – в лівій комірці встановлений вхідний вимикач, а в правій комірці – ТВП.

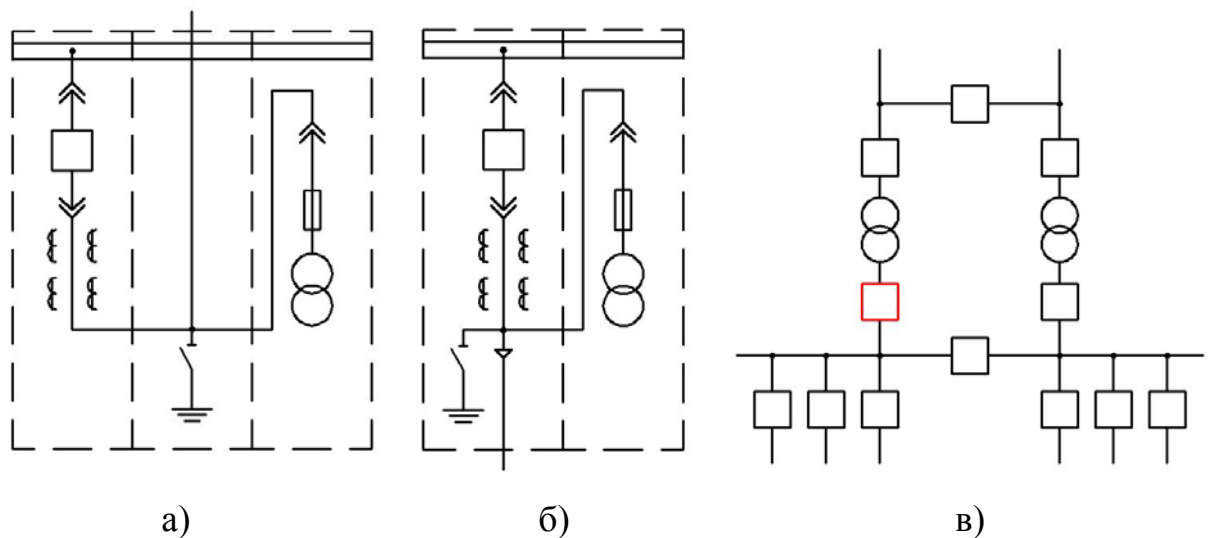


Рис. 1.8. Комірки КРП для введення напруги: а – введення напруги за допомогою шинопроводу; б – введення напруги за допомогою кабельної лінії; в – розташування комірок на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Схема комірок секційного вимикача показана на рис. 1.9. В розподільчих пристроях I категорії кожна секція шин виконується у вигляді окремої шафи КРП, а резервування живлення забезпечується за рахунок кабельного з'єднання шаф. При цьому секційний вимикач встановлюється тільки в комірці однієї з шаф КРП (ліва комірка на рис. 1.9, а), а в комірці іншої шафи замість високовольтного вимикача встановлюється перемичка (права комірка на рис. 1.9, а).

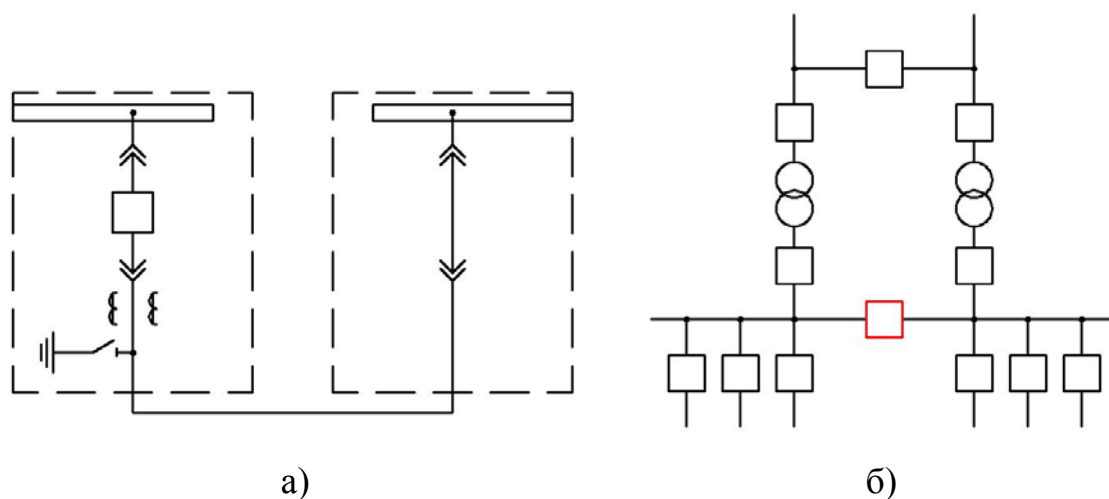


Рис. 1.9. Комірки секційного вимикача КРП: а – схема комірок; б – розташування комірок на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Якщо трансформаторна підстанція або розподільчий пристрій має забезпечувати компенсацію реактивної потужності, то в КРП встановлюються комірки з конденсаторними батареями (рис. 1.10). Кількість таких комірок залежить від необхідної сумарної потужності конденсаторних батарей. У випадку трансформаторної підстанції I категорії комірки з конденсаторними батареями встановлюються на обох секціях шин. Схема комірки включає високовольтний вимикач та допоміжні електричні апарати (рис. 1.10, а), але замість вихідної лінії приєднується конденсаторна батарея. Також до конденсаторної батареї приєднуються два однофазні освітлювальні трансформатори НОМ (рис. 1.10, б), які після вимкнення високовольтного вимикача забезпечують розряд конденсаторів для запобігання ураженню персоналу статичною електрикою. Якщо конденсаторна батарея встановлюється окремо від шафи КРП, то в КРП

встановлюється звичайна комірка для приєднання споживачів (рис. 1.7, б), вихід якої приєднується до конденсаторної батареї.

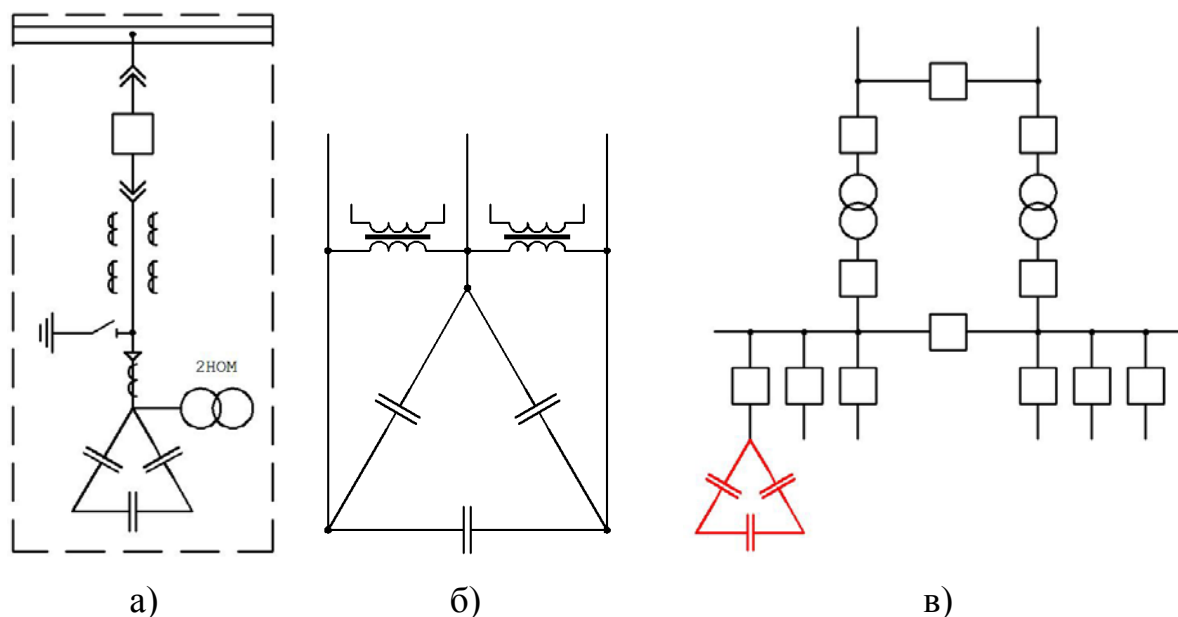


Рис. 1.10. Комірка КРП з конденсаторною батареєю: а – схема комірки; б – схема приєднання трансформаторів НОМ до конденсаторної батареї; в – розташування комірки на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

Для вимірювання напруги на шинах розподільчого пристрою 6 кВ використовуються трансформатори НТМИ. Схема комірки трансформатора НТМИ показана на рис. 1.11, а. Трансформатор НТМИ має дві вторинні обмотки – обмотка "зірка" використовується для приєднання вольтметрів, а обмотка "неповний трикутник" використовується для виявлення струмів нульової послідовності. Захист трансформатора НТМИ забезпечується запобіжником та розрядником. На кожній секції шин встановлюється один трансформатор НТМИ.

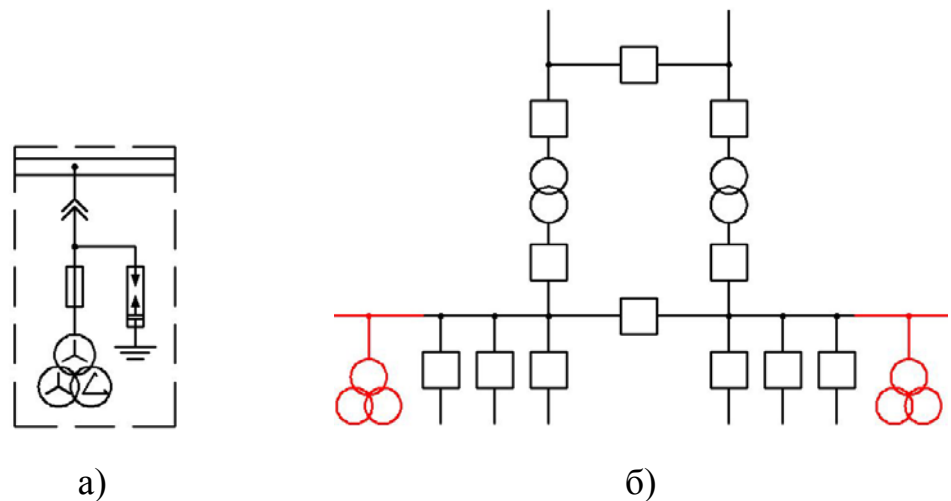


Рис. 1.11. Комірка трансформатора НТМИ: а – схема комірки; б – розташування комірок на схемі трансформаторної підстанції 35/6 кВ

1.1.4. Побудова схеми трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ

Варіанти схем трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ в однолінійному виконанні показані на рис. 1.12. До складу трансформаторної підстанції входить трансформатор 6/0,4 кВ та розподільчий пристрій 0,4 кВ. Аналогічно до трансформаторної підстанції 35/6 кВ (рис. 1.1), в розподільчому пристрої 0,4 кВ є шина, до якої приєднується вторинна обмотка трансформатора та лінії до споживачів. В якості комутаційних апаратів використовуються автоматичні вимикачі на напругу 0,4 кВ. Також в якості комутаційних апаратів на напругу 0,4 кВ можуть використовуватися запобіжники, рубильники, вимикачі навантаження. У випадку трансформаторної підстанції I категорії шина складається з двох секцій, між якими встановлюється секційний вимикач з пристроєм АВР (рис. 1.12, а). На трансформаторній підстанції III категорії використовується один трансформатор та одна секція шин (рис. 1.12, б).

Схеми приєднання комутаційних апаратів до первинної обмотки трансформатора 6/0,4 кВ є простішими, ніж для трансформатора 35/6 кВ. Якщо трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ знаходиться в будівлі розподільчого пристрою 6 кВ, то для комутації первинної обмотки використовується високовольтний вимикач в шафі КРП. Якщо трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ розташована окремо та живиться від повітряної або кабельної лінії, то перед

первинною обмоткою замість високовольтного вимикача може встановлюватися роз'єднувач та заземлювач або вимикач навантаження та запобіжник.

Якщо живлення ділянки системи електропостачання виконується напругою 0,4 кВ, то замість трансформаторної підстанції використовується розподільчий пристрій 0,4 кВ (рис. 1.13), схема якого аналогічна схемі розподільчого пристрою в складі трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ.

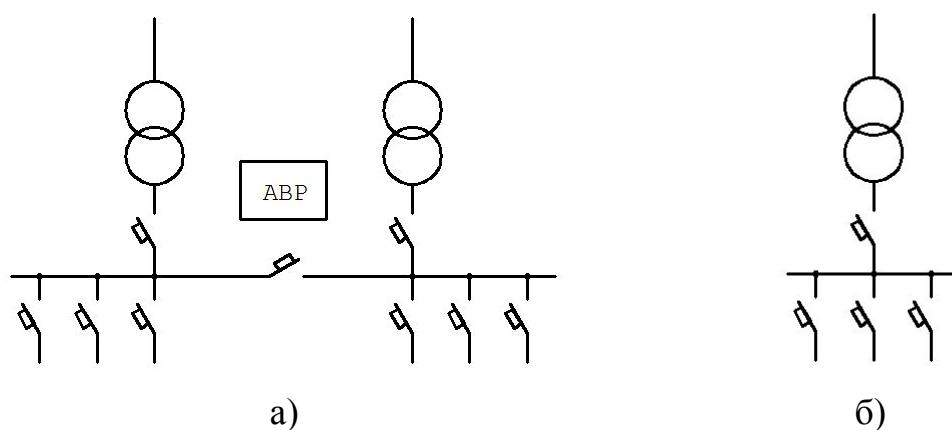


Рис. 1.12. Варіанти схем трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ: а – підстанція I категорії; б – підстанція III категорії

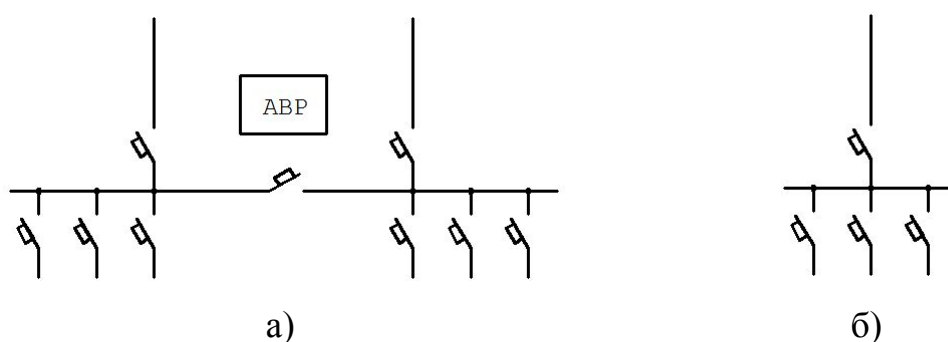


Рис. 1.13. Варіанти схем розподільчих пристроїв 0,4 кВ: а – розподільчий пристрій I категорії; б – розподільчий пристрій III категорії

1.2. Методика виконання завдань

1. Визначаємо тип вузла електропостачання за умовами забезпечення надійності електропостачання та обираємо відповідну схему для трансформаторної підстанції 35/6 кВ з рис. 1.1 або розподільчого пристрою 6 кВ з рис. 1.2.

2. Виконуємо деталізацію схеми приєднання високовольтних вимикачів на напругу 35 кВ відповідно до рис. 1.3-1.6.

3. Для розподільчого пристрою 6 кВ визначаємо тип вводів напруги (шинопровід, повітряна або кабельна лінія) та обираємо відповідну схему комірок вводу за рис. 1.8.

4. Визначаємо тип приєднаних ліній для живлення споживачів (повітряна чи кабельна) та обираємо відповідні схеми комірок КРП за рис. 1.7.

5. У випадку розподільчого пристрою I категорії встановлюємо комірки секційного вимикача за рис. 1.9.

6. Якщо на розподільчому пристрої 6 кВ необхідна компенсація реактивної потужності, то встановлюємо комірки КРП з конденсаторними батареями (рис. 1.10).

7. Для вимірювання напруги на кожен секцію шин встановлюємо одну комірку з трансформатором НТМИ (рис. 1.11).

8. Якщо наявні споживачі на напругу 0,4 кВ, то виконуємо вибір схеми трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ (рис. 1.12) або розподільчого пристрою 0,4 кВ (рис. 1.13) з урахуванням необхідної надійності електропостачання.

9. В якості комутаційних апаратів на напругу 0,4 кВ приймаємо автоматичні вимикачі, якщо інше не задано за умовою.

10. Комутаційні апарати з боку первинної обмотки трансформатора 6/0,4 кВ приймаємо за умовою завдання.

11. Якщо трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ приєднана до розподільчого пристрою 6 кВ, то в шафі КРП встановлюємо комірку для приєднання споживача (рис. 1.7).

1.3. Приклад виконання завдання

Завдання 1.1. Розробити схему електропостачання ділянки нафтогазового родовища, спрощена схема якого наведена на рис. 1.14, а тип та кількість споживачів вказані в табл. 1.1.

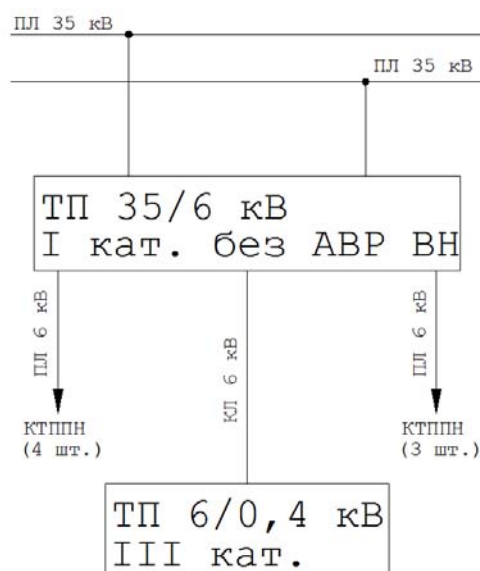


Рис. 1.14. Спрощена схема електропостачання до завдання 1.1

Таблиця 1.1. Вихідні дані споживачів до завдання 1.1

Споживач	Кількість
Споживачі 6 кВ	
Насос ЦНС-180	2
Трансформаторна підстанція КТППН нафтової свердловини	7
Споживачі 0,4 кВ	
Напірна гребінка	1
Зовнішнє освітлення	1
Побутовий блок	1
Підігрів шаф керування	1

Вихідні дані для розробки схеми електропостачання:

1. Трансформаторна підстанція 35/6 кВ I категорії без секційного вимикача з боку високої напруги.
2. Трансформаторні підстанції КТППН приєднуються до трансформаторної підстанції 35/6 кВ двома магістральними лініями, на одній з яких знаходиться 4 КТППН, а на іншій – 3 КТППН.
3. Двигуни насосів ЦНС-180 приєднуються до трансформаторної підстанції 35/6 кВ кабельними лініями.
4. Для компенсації реактивної потужності на трансформаторній підстанції 35/6 кВ окремо від КРП встановлені дві конденсаторні батареї, які приєднуються кабельними лініями.

5. Трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ III категорії.
6. Трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ приєднується до трансформаторної підстанції 35/6 кВ кабельною лінією.
7. На трансформаторній підстанції 6/0,4 кВ з боку високої напруги встановлені роз'єднувач та заземлювач.

Розв'язок

1. За умовою обираємо схему трансформаторної підстанції 35/6 кВ I категорії без секційного вимикача з боку високої напруги, яка показана на рис. 1.1, б.
2. До високовольтних вимикачів 35 кВ додаємо роз'єднувачі та заземлювачі відповідно до рис. 1.5, а.
3. На трансформаторній підстанції 35/6 кВ ввід напруги в КРП здійснюється за допомогою шинопроводів, тому обираємо схему комірок вводу з рис. 1.8, а.
4. З боку напруги 6 кВ між секціями шин встановлюємо комірочки секційного вимикача (рис. 1.9, а).
5. Для приєднання двигунів насосів ЦНС-180 встановлюємо дві комірочки приєднання споживачів кабельними лініями (рис. 1.7, б). З метою рівномірного розподілу навантаження встановлюємо комірочки на різних секціях КРП.
6. Для приєднання повітряних ліній живлення КТППН встановлюємо дві комірочки виходу до споживачів з рис. 1.7, а. Для забезпечення надійності електропостачання дві повітряні лінії приєднуємо до різних секцій шин КРП.
7. Для приєднання трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ встановлюємо комірочку приєднання споживача кабельною лініями (рис. 1.7, б).
8. Оскільки конденсаторні батареї встановлені окремо від КРП, то для їх приєднання використовуємо комірочки приєднання кабельними лініями (рис. 1.7, б) без лічильників електроенергії. Конденсаторні батареї розподіляємо між секціями шин.
9. На кожен секцію шин КРП встановлюємо одну комірочку вимірювального трансформатора НТМИ (рис. 1.11, а).

10. За умовою обираємо схему трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ III категорії, яка показана на рис. 1.12, б. Встановлюємо на шині 4 автоматичних вимикача відповідно до кількості споживачів 0,4 кВ в табл. 1.1.

11. Перед первинною обмоткою трансформатора 6/0,4 кВ встановлюємо роз'єднувач та заземлювач, аналогічно до показаних на рис. 1.3, а.

12. Готова схема електропостачання показана на рис. 1.15.

1.4. Завдання для побудови схеми електропостачання

Розробити схему електропостачання підприємства за варіантом відповідно до вихідних даних, які наведені в таблиці 1.2. В колонці "Сх." вказане літерне позначення спрощеної схеми електропостачання з рис. 1.16. На схемах (рис. 1.16) обов'язково наявна головна понижувальна підстанція (ГПП) 35/6 кВ та може бути наявний розподільчий пристрій (РП) 6 кВ або трансформаторна підстанція (ТП) 6/0,4 кВ. Для ГПП в колонці "Кат." вказана категорія електропостачання, в колонці "АВР ВН" вказана наявність (+) або відсутність (-) автоматичного включення резерву з боку напруги 35 кВ. В колонки "Кількість ПЛ" та "Кількість КЛ" вказана кількість споживачів, які приєднуються до ГПП відповідно повітряними або кабельними лініями. Кількість конденсаторних батарей на ГПП вказана в колонці "Кількість КБ". Для РП 6 кВ в колонці "Ввід" вказаний тип вводу напруги – повітряною лінією ("ПЛ") або кабельною лінією ("КЛ"). Для ТП 6/0,4 кВ в колонці "Кількість" вказана загальна кількість споживачів. Якщо на схемі наявна ТП 6/0,4 кВ, то з боку напруги 6 кВ необхідно встановити запобіжник та вимикач навантаження.

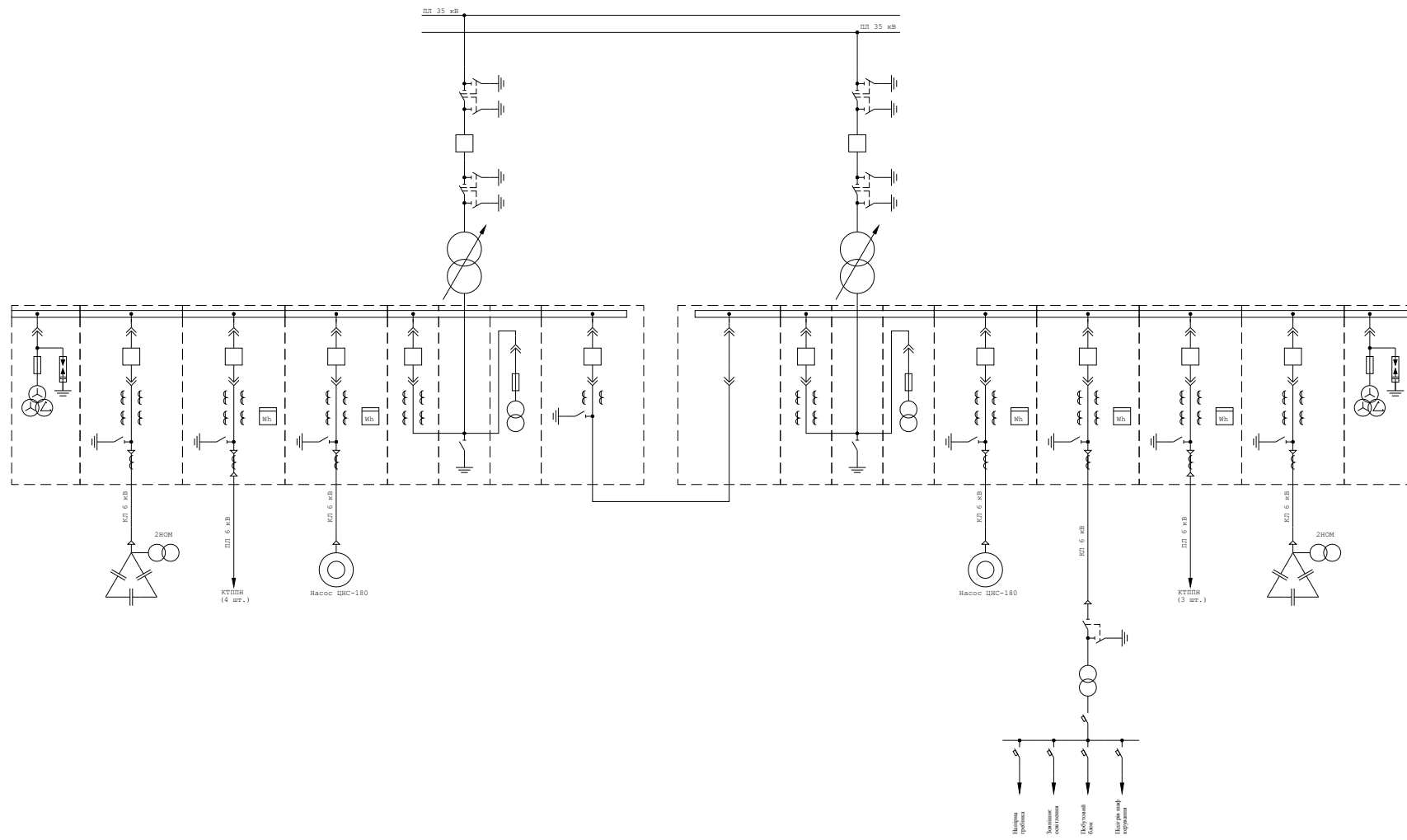


Рис. 1.15. Схема электропитания до задания 1.1

Таблиця 1.2. Вихідні дані для побудови схеми електропостачання

N	Сх.	ГПП 35/6 кВ					РП 6 кВ				ТП 6/0,4 кВ		
		Кат.	АВР ВН	Кількість			Кат.	Ввід	Кількість		Кат.	Ввід	Кількість
				ПЛ	КЛ	КБ			ПЛ	КЛ			
1	а	I	+	3	0	0	-	-	-	-	I	ПЛ	4
2	б	I	-	2	1	2	I	ПЛ	3	0	-	-	-
3	в	III	-	2	0	0	III	КЛ	2	0	-	-	-
							III	ПЛ	3	0			
4	г	I	+	3	1	2	I	КЛ	2	1	I	КЛ	5
5	а	III	-	3	0	1	-	-	-	-	I	КЛ	6

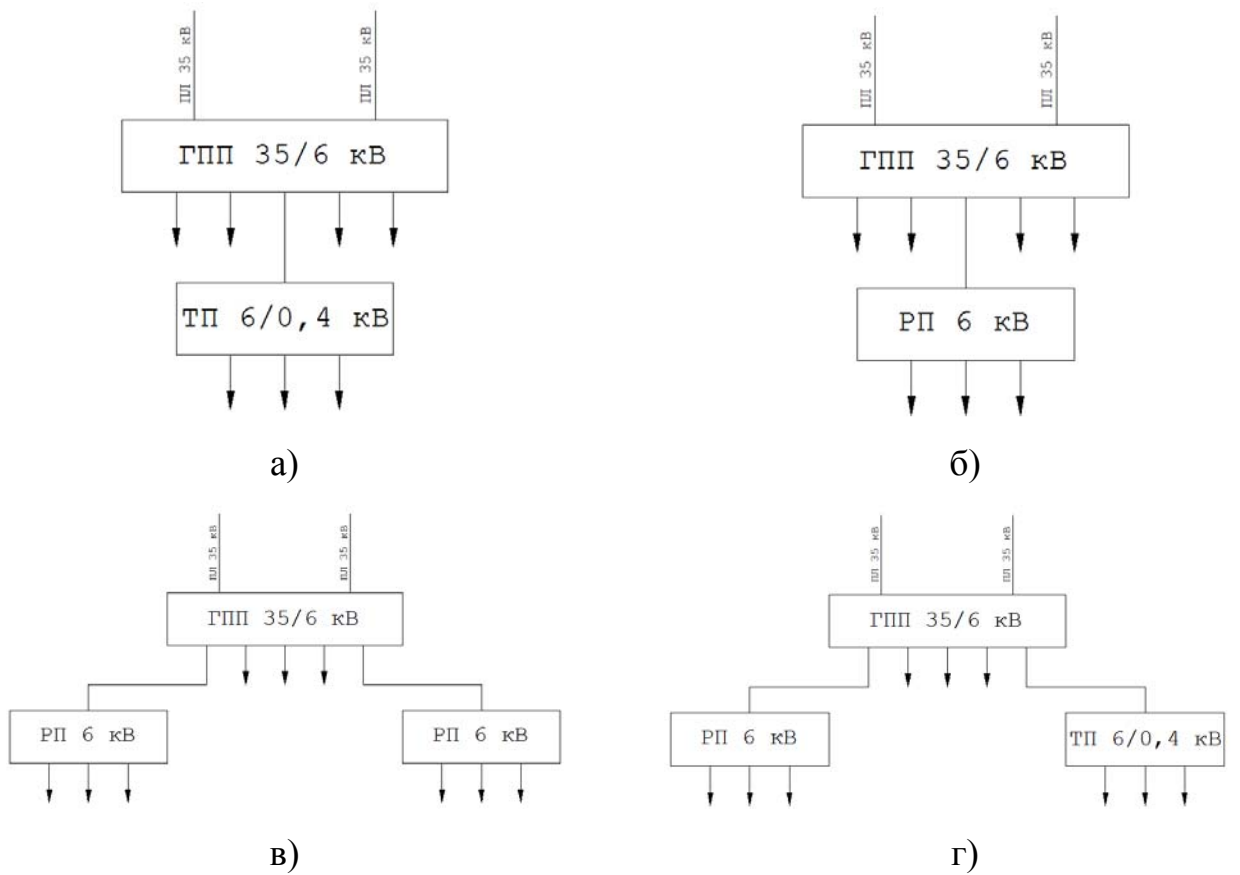


Рис. 1.16. Варіанти спрощених схем електропостачання

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2. Розрахунок навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта попиту

Мета роботи — навчитись визначати розрахункові навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта попиту.

2.1. Основні теоретичні відомості

З великого різноманіття існуючих методів визначення розрахункових значень електричних навантажень в практиці проектування СЕП промислових підприємств широко використовується найбільш простий – метод коефіцієнта попиту, який однак призводить до значної похибки. Для більшості характерних груп електроприймачів підприємств характерними являються умови їх роботи в потоковому виробництві, коли робота окремих електроприймачів взаємозв'язана як за часом, так і за навантаженням, тобто режими їх роботи є взаємозалежними і графіки електроспоживання таких груп не відповідають нормальному закону розподілу вірогідності. Для таких груп електроприймачів характерним являється невелика їх кількість в групі і значна різниця у встановленій потужності електродвигунів. Розрахункове навантаження при цьому визначається з виразів:

$$P_p = K_n \sum_{i=1}^n P_{n,i}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (2.2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = P_p / \cos \varphi_p, \quad (2.3)$$

де P_p , Q_p , S_p – відповідно активна, реактивна складові і повна розрахункова потужність;

K_n – коефіцієнт попиту;

$P_{n,i}$ – номінальна потужність електроприймача, кВт;

n – число електроприймачів у групі;

$\operatorname{tg} \varphi_p$ – відповідає розрахунковому значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_p$.

Розрахунок електричного навантаження групи споживачів за методом коефіцієнта попиту може бути зведеним до таблиці 2.1 (на прикладі групи електроприймачів лави). Значення коефіцієнта попиту (K_{Π}) та $\cos \varphi_p$ можна приймати за результатами розрахунків або за довідниковими даними. При розрахунках за методом коефіцієнта попиту для кар'єрів та нафтогазових промислів значення коефіцієнтів наведені в додатках 33-35 [1].

Більш точні результати дає визначення коефіцієнт попиту можна визначити за даними номінальних потужностей електроприймачів, що входять в групу із залежностей:

$$K_{\Pi} = 0,4 + 0,6 \frac{P_{n \max}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.4)$$

для добувних вибоїв шахт, обладнаних механізованими комплексами;

де $P_{n \max}$ – номінальна потужність найбільшого в групі електроприймача:

$$K_{\Pi} = 0,286 + 0,714 \frac{P_{n \max}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.5)$$

для добувних вибоїв із індивідуальним кріпленням і підготовчих вибоїв, для конвеєрних виробок, а також може бути використаним при визначенні потужності трансформаторних підстанцій груп споживачів промислових майданчиків та виробничих цехів підприємств, коли кількість споживачів в групі $n > 20$.

При кількості електроприймачів $n < 20$

$$K_{\Pi} = 0,43 + 0,57 \frac{P_{n \max}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (2.6)$$

Якщо прийняти, що споживання реактивної потужності двигуна мало залежить від завантаження, то розрахункове значення Q_p :

$$Q_p = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{\eta_{ni}} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (2.7)$$

де η_{ni} – ККД двигуна; $\operatorname{tg} \varphi_n$ – відповідає номінальному значенню $\cos \varphi_n$ двигуна.

Тоді повна розрахункова потужність

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (2.8)$$

Використовують метод коефіцієнта попиту при відсутності даних режиму роботи електроприймачів та умов формування графіків навантаження, які закладені в методі коефіцієнта максимуму.

Таблиця 2.1. Розрахунок електричного навантаження групи електроприймачів

Електро-приймачі	Тип машин	Потужність, P_H , кВт	Кількість двигунів, n	$\sum P_H$, кВт	P_p	ККД, η_H	$\cos \varphi_H$	$\operatorname{tg} \varphi_H$	Q_p	S_p
Лава №1										
Трансформатор (ПДПП) №1										
Комбайн	1ГШ-68	110	2	220		0,92	0,84	0,64	154	...
Конвеєр	СП87ДН	45	3	135		0,89	0,85	0,62	94	...
Лебідка	1ЛП	17	1	17		0,9	0,89	0,51	9,6	...
...
Разом					Σ	-	-	-	Σ	Σ
Трансформатор (ПДПП) №2										
.....										
Лава №2										

Зеленим кольором позначено вхідні дані для розрахунку, червоним – результати розрахунків.

2.2. Методика виконання завдань

1. Визначаємо значення коефіцієнта попиту для групи електроприймачів у відповідності до умов роботи та кількості електроприймачів за формулами (2.4)-(2.6) або приймаємо за довідниковими даними.

2. Визначаємо розрахункове активне навантаження P_p за формулою (2.1) для заданої групи електроприймачів.

3. Визначаємо розрахункове реактивне навантаження Q_p за формулою (2.2) або (2.7) для заданої групи електроприймачів в залежності від наявності інформації про ККД електроприймачів.

4. Визначаємо повне розрахункове навантаження S_p для підстанції за формулою (2.3) та за значенням S_p обрати трансформаторну підстанцію (напруги ВН та НН повинні відповідати заданим умовам роботи). Дані трансформаторних підстанцій наведено в [1].

5. Результати розрахунків наводимо у вигляді таблиці 2.1.

2.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 2.1. Розрахувати електричні навантаження та вибрати трансформаторну підстанцію для електропостачання підготовчого вибою шахти. Дані споживачів наведені в таблиці, напруга електричної мережі $U_H = 660$ В.

Таблиця 2.2. Вхідні дані для розрахунків

N	Споживач	Електродвигун	P_n , кВт	n	η_n	$\cos \varphi$
Підстанція №1						
1	Комбайн ГПКС	ВРП225М	175	1	0,915	0,85
2	Установник кріплення КПМ8	2ВР112М4	5,5	1	0,86	0,83
3	Лебідка ЛВД-34	ВРП180S4	22	1	0,885	0,88
4	Перевантажувач ПТК1У	ВРП160S4	15	1	0,9	0,85
5	Насос 1В20/10	КО 11-4	8	1	0,87	0,85

Розв'язок

1. Визначаємо коефіцієнт попиту для групи електроприймачів за формулою (2.6) оскільки кількість електроприймачів групи менше 20:

$$K_{II} = 0,286 + 0,714 \cdot \frac{P_{n\max}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} = 0,286 + 0,714 \cdot \frac{175}{175 + 2,5 + 22 + 15 + 8} = 0,85.$$

2. Визначаємо розрахункове активне навантаження за формулою (2.1):

$$P_p = K_{II} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} = 0,85 \cdot (175 + 5,5 + 22 + 15 + 8) = 191,7 \text{ кВт}.$$

3. Визначаємо розрахункове реактивне навантаження Q_p за формулою (2.7), попередньо визначивши значення $\operatorname{tg} \varphi$ електроприймачів за заданим значенням $\cos \varphi$:

$$Q_P = \sum_{i=1}^n \frac{P_{Hi}}{\eta_{Hi}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Hi} = \frac{175 \cdot 0.62}{0.915} + \frac{5.5 \cdot 0.672}{0.86} + \frac{22 \cdot 0.54}{0.85} + \frac{15 \cdot 0.62}{0.9} + \frac{8 \cdot 0.62}{0.87} = 152.3 \text{ кВар}.$$

4. Визначаємо повне розрахункове навантаження S_p для підстанції за формулою (2.3):

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{191,7^2 + 152,3^2} = 244,8 \text{ кВА}.$$

За отриманим значенням S_p обираємо трансформатор, щоб виконувалась умова $S_{ном} \geq S_p$ та вхідна та вихідна напруги трансформатора відповідали умовам роботи. Заданим умовам відповідає трансформаторна підстанція ТСВП 250/6 з номінальною потужністю 250 кВА (>244,8 кВА) та напругами $U_{вн}=6$ кВ, $U_{нн}=0,66$ кВ.

Результати обчислень заносимо в табл. 2.4.

2.4. Контрольні завдання

Розрахувати за варіантом (табл. 2.3) електричні навантаження методом коефіцієнта попиту групи електроприймачів та вибрати трансформатор для електропостачання дільниці. Дані споживачів наведені в таблиці, напруга електричної мережі $U_H = 660$ В. Результати обчислень представити у вигляді таблиці 2.4.

Таблиця 2.3. Варіанти завдань

N	Споживач	P_n , кВт	n	η_n	$\cos \varphi$
Варіант 1					
1	Двигун комбайна	200	1	0,94	0,86
2	Скребоквий конвеєр	110	1	0,932	0,85
3	Лебідка запобіжна	18,5	2	0,898	0,85
4	Підвісна дорога	90	1	0,917	0,89
Варіант 2					
1	Верстат буровий	22	1	0,9	0,85
2	Установка подачі води	17	1	0,9	0,86
3	Перевантажувач	55	1	0,925	0,85
4	Лебідка натяжна	15	1	0,9	0,85
Варіант 3					
1	Конвеєр	55	2	0,925	0,85
2	Підвісна дорога	5,5	1	0,86	0,83
3	Вентилятор ВМ-6М	24	1	0,9	0,88
4	Освітлення АПШ-1	1,42	1	0,83	0,5
Варіант 4					
1	Лебідка натяжна	15	1	0,9	0,85
2	Двигун конвеєра	80	2	0,917	0,89
3	Вентилятор	24	1	0,9	0,88
4	Освітлення	1,6	1	0,83	0,5
Варіант 5					
1	Конвеєр	55	2	0,925	0,85
2	Скребоквий конвеєр	115	1	0,932	0,88
3	Лебідка запобіжна	18,5	1	0,898	0,8
4	Перевантажувач	55	1	0,925	0,85

Таблиця 2.4. Вхідні та дані та результати розрахунків

Варіант № _____							
Вхідні дані				Результати розрахунків			
$N_{\text{споживача}}$	P_n , кВт	К-ть споживачів	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1							-
2							-
...							-
	-	-	-	-	Σ	Σ	Σ
Обрана трансформаторна підстанція _____							

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3. Розрахунок навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта максимуму

Мета роботи – навчитись визначати розрахункові навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта максимуму.

3.1. Основні теоретичні відомості

Більш точним, у порівнянні з методом коефіцієнту попиту, є розрахунок навантаження групи електроприймачів за методом коефіцієнта максимуму (що іноді називається ще методом впорядкованих діаграм), який базується на використанні вихідних даних: номінальної потужності електроприймачів P_{ni} , коефіцієнта використання активної потужності електроприймача в найбільш завантажену зміну K_{ei} , кількість електроспоживачів в даній групі n . Груповий коефіцієнт використання електроспоживачів:

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot K_{ei}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}}. \quad (3.1)$$

Метод використовує основи теорії вірогідності приймаючи незалежну роботу значної кількості електроприймачів при формуванні графіка навантаження, що підпорядковується нормальному закону розподілу [1]:

$$P_p = k_m \cdot P_{cm} = k_m \cdot k_e \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{Pi} = \sum_{i=1}^n P_{PHi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_H = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p. \quad (3.2)$$

де k_m – коефіцієнт максимуму навантаження, визначається в залежності від коефіцієнту використання (k_e) та ефективної кількості електроприймачів n_e за графіком або вибирається із таблиці додатку 36 [1];

$$k_e = \frac{P_{cmi}}{P_{ni}} \text{ – коефіцієнт використання активної потужності електроприймача;}$$

для кар'єрів k_e приймається за додатками 37, 38 [1];

P_{cmi} – середнє навантаження електроприймача в найбільш завантажену зміну;

P_{ni} – номінальна потужність електроприймача;

$\text{tg } \varphi_H$ – відповідає номінальному значенню $\cos \varphi_n$ електроприймача;

$n_e = \left(\sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_{ni}^2$ – ефективна кількість електроприймачів в групі;

n – фактична кількість електроприймачів в групі;

$P_p = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ei} = k_{ei} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}$ – середнє навантаження групи електроприймачів

споживачів за найбільш навантажену зміну.

Середнє споживання реактивної потужності в найбільш завантажену зміну:

$$Q_{cm} = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot \text{tg } \varphi_{ni} .$$

При $n_e > 200$ та будь-яких значеннях k_e , а також при $k_e > 0,8$ та будь-яких значеннях n_e розрахункове навантаження приймається рівним середньозмінному, тобто $k_m = 1$.

При кількості електроприймачів в групі 4 та більше приймають $n_e = n$, якщо відношення найбільшого та найменшого електроприймача $m = P_{n \max} / P_{n \min} < 3$.

При $m > 3$ та $k_e > 0,2$ визначають n_e із залежності

$$n_e = 2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} / P_{ni \max} . \quad (3.3)$$

Спосіб визначення розрахункових навантажень групи споживачів вибирають в залежності від значень параметрів n , m , n_e :

- при кількості споживачів в групі 3 та менше

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{ni} , \quad (3.4)$$

$$Q_p = 0.75 \cdot P_p , \quad (3.5)$$

для усталеного режиму роботи ($\cos \varphi = 0,8$);

$$Q_p = 0.87 \cdot P_p, \quad (3.6)$$

для повторно-короткочасного режиму ($\cos \varphi = 0,75$);

- при $n > 3$, $m \leq 3$ та $n_e = n$:

$$P_p = k_m \cdot P_{cз},$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cз} \text{ при } n_e \leq 10, \quad (3.7)$$

$$Q_p = Q_{cз} \text{ при } n_e > 10; \quad (3.8)$$

- при $n > 3$, $m > 3$ та $n_e < 4$:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_3, \quad (3.9)$$

$Q_m = 0.75 \cdot P_p$ – усталений режим,

$Q_m = P_{cз}$ – повторно-короткочасний режим.

- при $n > 3$, $m > 3$ та $n_e \geq 4$ (приймається рівним n при $n_e > n$ за (3.3)):

$$P_p = k_m \cdot P_{cз}, \quad (3.10)$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cз} \text{ (при } n_e \leq 10), \quad (3.11)$$

$$Q_p = Q_{cз} \text{ (при } n_e > 10),$$

- при $n > 3$, $m > 3$ та $n_e \geq 200$:

$$P_p = P_{cз},$$

$$Q_p = Q_{cз}, \quad (3.12)$$

Для електроприймачів з практично постійним графіком навантаження (насоси, вентилятори, опалювальні прилади, нагрівачі та ін.) коли вони складають більше 75% встановленої потужності розрахункової групи споживачів, розрахункове навантаження приймається із залежності (3.12).

Якщо в розрахунковому вузлі є електроприймачі зі змінним (P_p') та постійним (P_p'') графіками навантаження, то розрахункові навантаження для цього вузла приймаються із залежностей:

$$P_p = P_p' + P_p'' = P_p' + P_{cm}'', \quad (3.13)$$

$$Q_p = Q_p' + Q_{cm}''. \quad (3.14)$$

3.2. Методика виконання завдань

1. Визначаємо загальну встановлену потужність вузла та відношенням між потужностями найбільшого та найменшого електроприймачів m за номінальними даними електроприймачів.

2. За формулами (3.1) або (3.3) за відомими значеннями номінальних потужностей електроприймачів P_{ni} та коефіцієнтів використання активної потужності електроприймача в найбільш завантажену зміну K_{ei} визначаємо приведену кількість електроприймачів n_e .

3. За формулою (3.2) визначаємо середню за зміну активну та реактивну потужності.

4. За формулою (3.1) визначаємо середній по вузлу коефіцієнт використання активної потужності K_g .

5. За значеннями середнього по вузлу коефіцієнта використання K_g та приведеною кількістю електроприймачів n_e визначаємо коефіцієнт максимуму K_M для вузла.

6. У відповідності до кількості електроприймачів n , приведеної кількості електроприймачів n_e та відношенням між потужностями найбільшого та найменшого електроприймачів m обирають розрахункові формули для визначення розрахункових активної та реактивної потужностей та виконуємо розрахунки за формулами (3.4)-(3.12).

3.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 3.1. До силового пункту підключено три ЕП тривалого режиму роботи наступних номінальних потужностей: 2 по 10 кВт; 3 по 7 кВт и 4 по 8 кВт. Визначити ефективне число електроприймачів n_e .

Розв'язок

Ефективне число електроприймачів визначається за виразом:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}^2} = \frac{((2 \cdot 10) + (3 \cdot 7) + (4 \cdot 8))^2}{2 \cdot 10^2 + 3 \cdot 7^2 + 4 \cdot 8^2} = 8.84 \approx 9.$$

Задача 3.2. Визначити максимальне навантаження вузла методом коефіцієнта максимуму для електроприймачів тривалого режиму роботи за наступними даними:

Перша група: 2 споживачі по 80 кВт та 2 споживачі по 50 кВт ($K_g = 0,4$, $\cos \varphi = 0,8$).

Друга група: 1 споживач 40 кВт + 6 споживачів по 15 кВт ($K_g = 0,6$, $\cos \varphi = 0,8$).

Третя група: 14 двигунів різної потужності від 7 до 15 кВт загальною потужністю 170 кВт ($K_g = 0,2$, $\cos \varphi = 0,65$).

Розв'язок

1. Визначаємо загальну встановлену потужність вузла та співвідношення потужностей найбільшого та найменшого електроприймачів

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} = 2 \cdot 80 + 2 \cdot 50 + 40 + 6 \cdot 15 + 170 = 560 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} = \frac{80}{7} = 11,4 > 3.$$

2. При $m > 3$ та $K_\epsilon > 0,2$ за формулою (3.3) за відомими значеннями номінальних потужностей електроприймачів P_{ni} та загальною встановленою потужністю вузла $P_{ном}$ визначаємо приведену кількість електроприймачів n_e :

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{ni \max}} = \frac{2 \cdot 560}{80} = 14.$$

3. Визначаємо середню за зміну активну та реактивну потужності за формулами (3.2):

$$P_{см} = \sum K_B \cdot P_{номi} = 0,4 \cdot 260 + 0,6 \cdot 130 + 0,2 \cdot 170 = 216 \text{ кВт},$$

$$Q_{см} = \sum (P_{номi} \cdot K_\epsilon \cdot \text{tg } \varphi) = 104 \cdot 0,75 + 78 \cdot 0,75 + 34 \cdot 1,2 = 177 \text{ кВар}.$$

4. Визначаємо середній по вузлу коефіцієнт використання активної потужності K_ϵ за формулою (3.1):

$$K_{BCP} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot K_{\epsilon i}}{\sum P_{номi}} = \frac{P_{см}}{\sum P_{номi}} = 216 / 560 = 0,39.$$

5. З таблиці ([1], додаток 36) за значеннями середнього по вузлу коефіцієнта використання $K_\epsilon = 0,39$ та приведеною кількістю електроприймачів $n_e = 14$ визначаємо коефіцієнт максимуму K_M для вузла – $K_M = 1,32$.

6. У відповідності до кількості електроприймачів n , приведеної кількості електроприймачів n_e та відношенням між потужностями найбільшого та найменшого електроприймачів m визначаємо розрахункові значення активної та реактивної потужностей за формулами (3.10)-(3.11):

$$P_{\max} = K_M \cdot P_{см} = 1,32 \cdot 216 = 285 \text{ кВт},$$

$$Q_{\max} = Q_{см} = 177 \text{ кВар при } n_e > 10,$$

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2} = \sqrt{285^2 + 177^2} = 335 \text{ кВА}.$$

3.4. Контрольні завдання

Розрахувати за варіантом (табл. 3.1) електричні навантаження методом коефіцієнта максимуму для електроприймачів тривалого режиму роботи.

Примітка: Сумарна потужність вказується тільки для групи з електроприймачами різних номінальних потужностей. В дужках зазначається кількість таких електроприймачів у групі. Для третьої групи значення P_1 та P_2 відображають максимальну та мінімальну потужність електроприймачів групи.

Таблиця 3.1. Варіанти завдань

Споживачі	$P_{н1}$, кВт	n_1	$P_{н2}$, кВт	n_2	ΣP , кВт (n)	K_g	$\cos \varphi$
Варіант 1							
Перша група	80	2	50	2		0,4	0,8
Друга група	40	1	15	6		0,6	0,8
Третя група	7		15		170 (14)	0,2	0,65
Варіант 2							
Перша група	70	2	45	3		0,3	0,9
Друга група	50	2	10	7		0,2	0,8
Третя група	8		20		150 (12)	0,4	0,6
Варіант 3							
Перша група	80	2	50	2		0,4	0,8
Друга група	50	2	10	3		0,5	0,8
Третя група	9		18		160 (15)	0,1	0,7
Варіант 4							
Перша група	70	2	45	4		0,3	0,9
Друга група	40	1	15	6		0,6	0,8
Третя група	10		20		200 (13)	0,15	0,6
Варіант 5							
Перша група	90	3	25	2		0,6	0,8
Друга група	50	2	45	8		0,5	0,8
Третя група	7		15		170 (14)	0,2	0,65

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4. Вибір перерізів провідників та розрахунок втрат напруги в дільничних мережах до 1000 В

Мета роботи – навчитись обирати перерізи провідників електричних мереж у відповідності до умов роботи та виконувати перевірку обраного перерізу на втрати напруги.

4.1. Основні теоретичні відомості

Переріз проводів та жил кабелів вибирають з врахуванням технічних та економічних факторів. До технічних факторів, що впливають на вибір перерізу, відносяться здатність провідника витримувати довготривале навантаження при нормальному та післяаварійному режимах з врахуванням допустимого перегріву, термічна стійкість в режимі коротких замикань і втрати напруги в провідниках від протікання по них струму в нормальному, післяаварійному та аварійному режимах; механічна стійкість до механічного навантаження. До економічних факторів відноситься економічна щільність струму.

Повітряні ЛЕП напругою до 1000 В розраховують за втратами напруги і перевіряють за умовами нагрівання та економічній щільності струму при тривалості використання максимуму навантаження понад 4000...5000 год/рік. Крім того, погоджують перетин проводів із захистом ЛЕП, а мережу перевіряють на відключення мінімальних значень струмів КЗ релейним захистом.

Переносні кабельні лінії вибирають за нагріванням і перевіряють на термічну стійкість струмам КЗ і за втратами напруги. Кабельні лінії напругою до 1000 В вибирають аналогічно повітряним на цю ж напругу.

Втрати напруги в низьковольтній мережі – це сума втрат напруги в усіх її елементах, яка не повинна перевищувати нормоване значення (при необхідності знизити втрати збільшують переріз кабелів. Величину втрат напруги для мережі до 1 кВ приймають рівною 39 В, 63 В, 117 В) – відповідно при U_n мережі 380 В, 660 В, 1140 В. Ділянка мережі низької напруги складається з трансформатора (або

трансформаторної підстанції) та кабелів (магістральні, відгалужувальні, гнучкі), які з'єднують трансформатор та електроприймач.

При перевірці електричних мереж діляниць напругою до 1140 В за допустимими втратами напруги в джерелі [1] використовуються найбільш поширена типова структура мережі діляниці (**трансформатор – розподільний пункт напругою до 1140В – електродвигун машини**).

Розрахунок втрат напруги у живлячому трансформаторі:

$$\Delta U_{TP\%} = \beta(U_{a\%} \cos \varphi_{TP} + U_{p\%} \sin \varphi_{TP}) \quad (4.1)$$

де $\beta = \frac{S_P}{S_{H.T}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$U_{a\%} = \frac{\Delta P_K}{10S_{H.T}}$ – активна складова напруги КЗ трансформатора;

ΔP_K – втрати КЗ трансформатора, Вт;

$S_{H.T}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{p\%} = \sqrt{(U_{к\%})^2 - (U_{a\%})^2}$ – реактивна складова напруги КЗ трансформатора;

$U_{к\%}$ – напруга КЗ трансформатора у відсотках.

Враховуючи можливість регулювання напруги на виході трансформатора за рахунок переключення відпайок обмотки первинної напруги, абсолютне значення втрат напруги в трансформаторі, В:

$$\Delta U_{TP} = \Delta U_{TP\%} \cdot K_0 \cdot \frac{U_0}{100}, \quad (4.2)$$

де K_0 – коефіцієнт зміни напруги в трансформаторі, що дорівнює 0,95, 1,0 та 1,05 при відпайках +5%, 0, -5% відповідно. U_0 – вторинна напруга холостого ходу трансформатора.

Після розрахунку втрат напруги в трансформаторі (4.1) проводять розрахунок втрат напруги в гнучкому кабелі, який має максимальний момент навантаження ($I_H \cdot L_{2,к.}$). Як правило, це кабель комбайна чи струга

$$\Delta U_{2,к.} = \sqrt{3} \cdot I_H \cdot L_{2,к.} (r_{2,к.} \cos \varphi_H + x_{2,к.} \sin \varphi_H) \quad (4.3)$$

або

$$\Delta U_{\text{з.к.}} = \sqrt{3} \cdot I_H \cdot L_{\text{з.к.}} \cdot K_X \cdot \cos \varphi_H / \gamma \cdot S_{\text{з.к.}} \quad (4.4)$$

де $K_X = 1 + x \cdot \sin \varphi_H / r \cdot \cos \varphi_H$ – коефіцієнт, що враховує відносне значення індуктивного опору кабелю.

Без урахування індуктивного опору кабелю ($K_X = 1$) втрати напруги в гнучкому кабелі, що живить машину

$$\Delta U_{\text{з.к.}} = \sqrt{3} \cdot I_H \cdot L_{\text{з.к.}} \cdot \cos \varphi_H / \gamma \cdot S_{\text{з.к.}} \quad (4.5)$$

або

$$\Delta U_{\text{з.к.}} = \frac{P_H \cdot L_{\text{з.к.}} \cdot 10^3}{\gamma \cdot S_{\text{з.к.}} \cdot U_H \cdot \eta_H} \quad (4.6)$$

де I_H , P_H , η_H , $\cos \varphi_H$ – номінальні значення струму, потужності, ККД та коефіцієнта потужності двигуна; $L_{\text{з.к.}} = 1.05 \cdot (L_{\text{л}} + l_{\text{п}})$ – довжина гнучкого кабелю, м; 1,05 – коефіцієнт, що враховує провисання кабелю; $L_{\text{л}}$ – довжина лави, м; $l_{\text{п}}$ – крок переміщення розподільного пункту, що дорівнює 30...70 м.

При живленні на одному кабелю кількох одночасно працюючих двигунів (прохідницькі комбайни, навантажувальні машини) розрахунковий струм

$$I_P = \frac{K_{\text{п}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{Hi}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi_P} \quad (4.7)$$

Тоді гранично допустимі втрати напруги в магістральному кабелі

$$\Delta U_{\text{М.К.}} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{\text{ТП}} - \Delta U_{\text{з.к.}} \quad (4.8)$$

Переріз жил магістрального кабелю

$$S_{\text{М.К.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot L_{\text{М.К.}} \cdot \cos \varphi_P}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{М.К.}}} \quad (4.9)$$

або

$$S_{\text{М.К.}} = \frac{P_P \cdot L_{\text{М.К.}} \cdot 10^3}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{М.К.}} \cdot U_M} \quad (4.10)$$

де розрахунковий струм групи електроприймачів $I_P = \frac{P_P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi_H}$.

З врахуванням індуктивного опору кабелю

$$S_{M.K.} = \frac{P_P \cdot L_{M.K.} \cdot 10^3}{\gamma \cdot (\Delta U_{M.K.} \cdot U_H - P_P \cdot L_{M.K.} \cdot X_{M.K.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_P)} \quad (4.11)$$

Приймаючи максимальне значення перерізу магістрального кабелю (за можливістю введення в апарати), можна знайти крок переміщення, розподільного пункту (РПП-0,7), який приблизно дорівнює довжині магістрального кабелю.

$$L_{M.K.} = \frac{S_{M.K.} \cdot \Delta U_{M.K.} \cdot U_H \cdot \gamma}{P_P \cdot 10^3} \quad (4.12)$$

або

$$L_{M.K.} = \frac{S_{M.K.} \cdot \Delta U_{M.K.} \cdot \gamma}{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot \cos \varphi_P} \quad (4.13)$$

При розрахунках повітряних ЛЕП індуктивною складовою опору знехтувати неможливо. Так як індуктивний опір лінії мало залежить від перетину провідника, то до його вибору визначають реактивну складову втрати напруги:

$$\Delta U_P = \sqrt{3} \cdot I_P \cdot X_0 \cdot \sin \varphi_P \quad (4.14)$$

де X_0 – питомий індуктивний опір лінії (може бути прийнято за додатком 76 [1] для повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ – 0,32; до 10 кВ – 0,35; 35 кВ і вище – 0,4; для кабельних ЛЕП напругою до 1 кВ – 0,07; до 10 кВ – 0,08, Ом/км). Тоді:

$$S = \frac{\sqrt{3} I_P \cdot \cos \varphi_P}{\gamma \cdot (\Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_P)} \quad (4.15)$$

$$\Delta U_P = \sqrt{3} \cdot x_0 \cdot \sum i_i \cdot L_i \cdot \sin \varphi_i \quad (4.16)$$

Максимальне значення втрати напруги порівнюють із припустимою втратою напруги. Якщо розрахункове значення втрати напруги виявиться вище припустимого, необхідно провести перерахунок мережі, змінивши її параметри (перерозподілити навантаження між паралельними лініями, збільшити переріз ліній, прокласти додаткові лінії, змінити конфігурацію мережі і т.п.).

4.2. Методика виконання завдань

1. Визначаємо втрати напруги в трансформаторі за формулами (4.1)-(4.2).
2. Визначаємо втрати напруги в магістральному та гнучкому кабелях за формулою (4.6).
3. Знаходимо загальні втрати напруги в мережі та порівнюємо з гранично допустимим значенням втрат. У разі невиконання перевірки необхідно виконати збільшення перерізу кабелю.
4. За розрахованими значеннями втрат напруги в трансформаторі та гнучкому кабелі електроприймача визначаємо допустимі втрати напруги в магістральному кабелі за формулою (4.8).
5. За відомим перерізом магістрального кабелю та розрахованими допустимими втратами напруги для нього визначаємо максимально можливу довжину магістрального кабелю за формулою (4.12).

4.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 4.1. Розрахувати дільничну кабельну мережу (рис. 4.1) за втратами напруги. Напруга електричної мережі $U_H = 660$ В. Визначити втрати напруги елементах мережі ($U_{тр}$, $U_{мк}$, $U_{гк}$). Прийняти переріз магістрального кабелю $S_{мк}=35$ мм². Переріз гнучкого кабелю $S_{гк}=25$ мм². Питома провідність $\gamma=50$ м/(Ом·мм²). Дані елементів мережі наведені в таблицях 4.1-4.2. Визначити максимальну довжину магістрального кабелю ЕВТ при заданому перерізі.

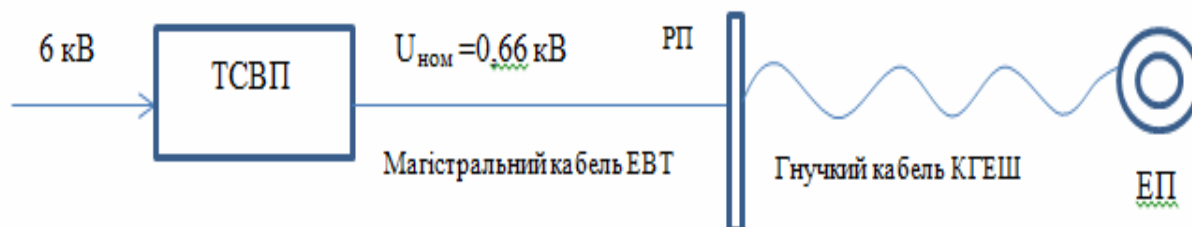


Рис. 4.1. Схема дільничної кабельної мережі

Таблиця 4.1. Характеристики електричної мережі дільниці

	Споживач	P_p , кВт	n	η_n	$\cos \varphi$	L , м
1	Електроприймач, що живиться гнучким кабелем (КГЕШ)	55	2	0,925	0,85	30
2	Магістральний кабель 660 В (ЕВТ)	134,5	1	-	0,843	150
	Трансформаторна підстанція	ТСВП-160/6				

Таблиця 4.2. Характеристики трансформаторної підстанції

Марка трансформаторної підстанції	I_{HT} , А	U_k , %	P_k , Вт
ТСВП-160	133	3,5	1900

Розв'язок

1. Визначаємо складові, що входять до формули (4.1), втрат напруги в трансформаторі:

Коефіцієнт завантаженості трансформатора знаходимо за заданими активною потужністю, яка передається магістральним кабелем, $\cos \varphi$ для магістрального кабелю та номінальній потужності трансформатора

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} = \frac{134,5}{0,843} = 159,4 \text{ кВт}, \quad \beta = \frac{S_p}{S_{HT}} = \frac{159,5}{160} = 0,997.$$

Активну та реактивну складові напруги КЗ трансформатора знаходимо за каталожними даними трансформаторної підстанції

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_k}{10 S_{HT}} = \frac{1900}{10 \cdot 160} = 1,19\%,$$

$$U_{p\%} = \sqrt{(U_{k\%})^2 - (U_{a\%})^2} = \sqrt{(3,5)^2 - (1,19)^2} = 3,29\%.$$

Значення $\sin \varphi$ знаходимо за заданим для магістрального кабелю $\cos \varphi$:

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2} = \sqrt{1 - (0,843)^2} = 0,538.$$

Підставивши знайдені величини у вираз (4.1), отримаємо величину втрат напруги в трансформаторі, виражену у відсотках:

$$\Delta U_{TP\%} = 0,997 \cdot (1,19 \cdot 0,843 + 3,29 \cdot 0,538) = 2,76\%.$$

Отримане значення потрібно перевести в вольти за формулою (4.2), коефіцієнт зміни напруги в трансформаторі (K_0) приймаємо рівним одиниці, а вторинна напруга холостого ходу трансформатора (U_0) приймається на 5% більше від номінальної напруги низької сторони:

$$\Delta U_{TP} = \Delta U_{TP\%} \cdot K_0 \cdot \frac{U_0}{100} = 2,76 \cdot 1 \cdot \frac{693}{100} = 19,12 \text{ В.}$$

2. Визначаємо втрати напруги в магістральному та гнучкому кабелях за формулою (4.6) з урахуванням потужності, яка передається кабелем:

$$\Delta U_{з.к.} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 30 \cdot 10^3}{50 \cdot 25 \cdot 660 \cdot 0,915} \approx 4,3 \text{ В,}$$

$$\Delta U_{м.к.} = \frac{134,5 \cdot 150 \cdot 10^3}{50 \cdot 35 \cdot 660 \cdot 1} \approx 17,47 \text{ В.}$$

3. Знаходимо загальні втрати напруги в мережі та порівнюємо з гранично допустимим значенням втрат:

$$\Delta U_{дон} = \Delta U_{TP} + \Delta U_{м.к.} + \Delta U_{з.к.} = 19,12 + 17,47 + 4,3 = 41 \text{ В.}$$

Для мережі 660 В допустиме значення втрат напруги складає 69 В, отже розраховані втрати напруги ($\Delta U_{дон} = 41 \text{ В}$) не перевищують допустимого значення.

4. Для задачі пошуку максимальної допустимої довжини магістрального кабелю за розрахованими значеннями втрат напруги в трансформаторі та гнучкому кабелі електроприймача визначаємо допустимі втрати напруги в магістральному кабелі за формулою (4.8):

$$\Delta U_{м.к.} = \Delta U_{дон} - \Delta U_{TP} - \Delta U_{з.к.} = 69 - 19,12 - 4,3 = 45,6 \text{ В.}$$

5. Для заданого перерізу магістрального кабелю та розрахованих допустимих втрат напруги визначаємо максимально можливу довжину магістрального кабелю за критерієм допустимих втрат напруги за формулою (4.12):

$$L_{мк} = \frac{S_{м.к.} \cdot \Delta U_{м.к.} \cdot U_H \cdot \gamma}{P_p \cdot 10^3} = \frac{35 \cdot 45,6 \cdot 660 \cdot 50}{134,5 \cdot 10^3} = 391,6 \text{ м.}$$

4.4. Контрольні завдання

Розрахувати дільничну кабельну мережу за втратами напруги. Дані споживачів наведені в таблицях 4.3-4.4, напруга електричної мережі $U_H = 660$ В. Визначити втрати напруги елементах мережі (U_{np} , U_{mk} , U_{zk}). Переріз магістрального кабелю $S_{mk} = A$ мм². Переріз гнучкого кабелю $S_{mk} = B$ мм². Питома провідність мідного кабелю $\gamma = 50$ м/(Ом·мм²).

Таблиця 4.3. Варіанти завдань

N	Споживач	P_n , кВт	n	η_n	$\cos \varphi$	L, м	A, мм ²	B ₂ , мм ²
Варіант 1								
1	Комбайн ГПКС	175	1	0,915	0,85	50		50
2	Магістральний кабель 660 В	189,4	1	-	0,829	150	70	
3	Підстанція ТСВП-250/6							
Варіант 2								
1	Двигун комбайна 1КШЕ	200	1	0,94	0,84	175		70
2	Магістральний кабель 660 В	295,5	1	-	0,838	75	95	
3	Підстанція ТСВП-400/6							
Варіант 3								
1	Дорога канатна ДКН-2	90	1	0,917	0,89	80		35
2	Магістральний кабель 660 В	117,2	1	-	0,824	200	50	
3	Підстанція ТСВП-160/6							
Варіант 4								
1	Вентилятор ВМ-6М	24	1	0,9	0,88	250		25
2	Магістральний кабель 660 В	80	1	-	0,859	120	35	
3	Підстанція ТСВП-100/6							
Варіант 5								
1	Комбайн ГПКС	160,3	1	0,91	0,82	150		50
2	Магістральний кабель 660 В	186,7	1	-	0,829	150	70	
3	Підстанція ТСВП-250/6							

Таблиця 4.4. Характеристики трансформаторних підстанцій

Марка трансформаторної підстанції	I_{nm} , А	U_k , %	P_k , Вт
ТСВП-100/6	83,5	3,5	1270
ТСВП-160/6	133	3,5	1900
ТСВП-250/6	209	3,5	2490
ТСВП-400/6	335	3,5	3600

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5. Розрахунок струмів КЗ в мережах до 1 кВ

Мета роботи – навчитись визначати основні параметри КЗ для мереж напругою до 1 кВ.

5.1. Основні теоретичні відомості

Особливістю розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В є необхідність врахування опору всіх елементів схеми (трансформаторів струму, шин, котушок розчеплювачів автоматів, контактних з'єднань апаратів та ін.), врахування активної і реактивної складової опору. Струми КЗ розраховують в іменованих одиницях. Трифазний струм КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}}, \quad (5.1)$$

де U_{cp} – середня номінальна напруга ступені КЗ (690,400, 230,133 В);

$\sum r$, $\sum x$ – сума активних і реактивних опорів до точки КЗ, включаючи трансформатор та опір зовнішньої системи, мОм.

Опори понижуючого трансформатора (мОм):

$$Z_m = \frac{U_{к\%} \cdot U_H^2 \cdot 10^4}{S_{н.м.}}, \quad (5.2)$$

$$r_m = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_H^2 \cdot 10^6}{S_{н.м.}^2}, \quad (5.3)$$

$$x_m = \sqrt{Z_m^2 - r_m^2}, \quad (5.4)$$

де $S_{н.м.}$ – номінальна потужність трансформатора в кіловольт-амперах (кВА),

U_H – номінальна напруга для обмотки НН, кВ; $\Delta P_{к}$ – втрати КЗ трансформатора в кіловатах (кВт); $U_{к\%}$ – напруга КЗ трансформатора у відсотках.

Опір системи, що живить трансформатор:

$$X_c = \frac{U_{c.в} \cdot U_{c.н}^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)} \cdot U_{c.в.}^2}, \quad (5.5)$$

де $U_{c.в}$, $U_{c.н}$ – середня номінальна напруга мережі вищого та нижчого рівня напруги, В; $I_K^{(3)}$ – періодична складова струму КЗ на вході трансформатора в мережі вищої напруги, А.

Ударний струм визначають з врахуванням впливу асинхронних двигунів потужністю більш 100 кВт, підключених в безпосередній близькості від точки КЗ:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)} + 6.5 \sum I_H, \quad (5.6)$$

де $\sum I_H$ – сума номінальних струмів потужних асинхронних двигунів; k_y – ударний коефіцієнт (можна прийняти $k_y = 1, 2 \dots 1, 3$ при КЗ на шинах підстанції, $k_y = 1$ при КЗ у віддаленій точці):

$$I_y = I_K^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (5.7)$$

Розрахунок струмів короткого замикання в підземних мережах з ізольованою нейтраллю трансформатора полягає у визначенні найбільшого можливого трифазного та найменшого можливого двофазного струму короткого замикання.

Струми трифазного короткого замикання $I_K^{(3)}$ розраховуються для вибору рудничної комутаційної апаратури за умовою забезпечення потрібної комутаційної (вимикаючої) здатності, термічної та електродинамічної стійкості максимальним струмам короткого замикання у місці її встановлення.

Струми двофазного короткого замикання $I_K^{(2)}$ визначають у кінці захищеної ділянки мережі (для пускатів – на затискачах двигунів; для автоматичних вимикачів – у кінці зони дії максимального захисту автомата з метою перевірки надійності спрацьовування (чутливості) вибраних уставок захисту).

Для визначення струмів короткого замикання складають однолінійну схему електропостачання ділянки (ПДПП – споживачі) та її розрахункову схему заміщення; уточнюють точки короткого замикання на схемах; обчислюють

сумарний опір кожної ділянки мережі ($\sum R$, $\sum X$) до певної точки короткого замикання, включаючи опір зовнішньої системи $X_{з.с.}$ опір високовольтного кабелю $R_{в.к.}$, $X_{в.к.}$, трансформатора R_T , X_T магістрального $R_{М.К.}$, $X_{М.К.}$, та гнучкого $R_{г.к.}$, $X_{г.к.}$ кабелів дільничної мережі.

Трифазний та двофазний струм короткого замикання:

$$I_K^{(3)} = U_{C.H.} / \sqrt{3} \cdot z = U_{C.H.} / \sqrt{3} \cdot \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}. \quad (5.8)$$

$$I_K^{(2)} = U_{C.H.} / 2 \cdot \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}. \quad (5.9)$$

де $U_{C.H.}$ – середня номінальна напруга ступені короткого замикання (1200, 690, 400 В).

Опір трансформатора:

$$R_T = \Delta P_K / (3 \cdot I_{H.T.}^2), \quad (5.10)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad (5.11)$$

$$Z_T = U_K \cdot U_{C.H.} / 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{H.T.}, \quad (5.12)$$

де ΔP_K – втрати короткого замикання трансформатора, Вт; $I_{H.T.}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора. А; U_K – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Опір зовнішньої системи, приведений на напругу вторинної обмотки трансформатора:

$$X_{з.с.} = U_{C.H.}^2 / S_K^{(3)}, \quad (5.13)$$

де $S_K^{(3)}$ – потужність трифазного короткого замикання на шинах РПП-6 (ЦПП), В·А; $U_{C.H.}^2 = 690$ В.

Опір високовольтного кабелю приводиться на напругу вторинної обмотки, тобто

$$R_{np} = R_{BK} / K_{TP}, \quad X_{np} = X_{BK} / K_{TP}, \quad (5.14)$$

де K_{TP} – коефіцієнт трансформації силового трансформатора.

Амплітудне значення ударного струму короткого замикання

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)} + 6.5 \cdot \sum I_H \quad (5.15)$$

де K_y – ударний коефіцієнт; $K_y = 1, 2 \dots 1,3$ при короткому замиканні на шинах підстанції, $K_y = 1$ при короткому замиканні у віддаленій точці; $\sum I_H$ – сума номінальних струмів асинхронних двигунів потужністю понад 100 кВА.

Діюче значення ударного струму

$$I_y = I_K^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \quad (5.16)$$

Розрахунки струмів КЗ зводять у табл. 5.1-5.2.

Таблиця 5.1. Розрахункові опори мережі

Розрахункові точки короткого замикання	Опір, Ом								
	R_T	X_T	R_{MK}	X_{MK}	$R_{з.к.}$	$X_{з.к.}$	$X_{з.с.}$	R_{BK}/K_{TP}	X_{BK}/K_{TP}

Таблиця 5.2. Результуюча таблиця розрахунку струмів КЗ

Розрахункові точки короткого замикання	Результуючий опір			Струми короткого замикання	
	$\sum R$	$\sum X$	$\sum Z$	$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$

При визначенні $I_{K3}^{(2)}$ допускається не враховувати розподільну мережу при потужності підстанцій до 400 кВА, тобто приймати $R_{в.к.}$ та $X_{в.к.}$ рівними нулю ($R_{в.к.} = 0$, $X_{в.к.} = 0$). При потужності КЗ $S_K^{(3)} > 50$ МВА допускається не враховувати опір зовнішньої системи $X_{з.с.} = 0$.

5.2. Методика виконання завдань

1. За принциповою електричною схемою ділянки скласти її схему заміщення та визначити розрахункові точки КЗ.

2. За розрахунковою схемою заміщення виконати розрахунки елементів мережі (зовнішнього живлячого джерела, трансформатора, живлячих кабелів):

2.1. За формулою (5.13) визначити опір зовнішнього джерела.

2.2. За формулами (5.10)-(5.12) визначити опір живлячого трансформатора.

2.3. За формулами (5.14) виконати приведення опорів кабелів високої напруги.

3. Розрахункові дані занести в таблицю 5.3 та виконати обчислення загального опору до точок КЗ.

Таблиця 5.3. Розрахункові опори мережі

Елемент мережі	R, Ом	X, Ом
Зовнішня система	0	
Магістральний кабель ВН		
Трансформаторна підстанція		
Магістральний кабель НН		
Гнучкий кабель ЕП		

4. За формулами (5.8)-(5.9), (5.15)-(5.16) визначити струми КЗ для визначених розрахункових точок.

5. Результати розрахунків представити у вигляді таблиці 5.2.

5.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 5.1. Розрахувати струми короткого замикання в дільничній кабельній мережі (в кінці магістрального кабелю ВН, магістрального кабелю НН, гнучкого кабелю ЕП). Дані споживачів наведені в таблиці, напруга електричної мережі низької напруги $U_H = 660$ В, напруга мережі високої напруги $U_B = 6$ кВ, потужність КЗ енергосистеми $S_K^{(3)} = 45$ МВА, $I_{ном} = 208$ А.

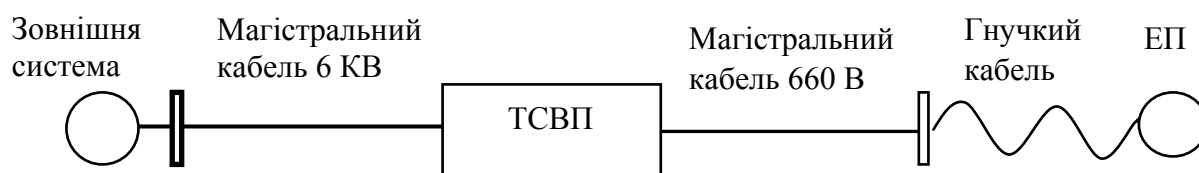


Рис. 5.1. Схема дільничної кабельної мережі

Таблиця 5.3. Характеристики елементів дільничної мережі

N	Споживач	R, Ом	X, Ом
1	Гнучкий кабель живлення лебідки ЛВД-34	0,0484	0,0036
2	Магістральний кабель 660 В	0,0028	0,0004
3	Магістральний кабель 6 кВ	1,15	0,102

Таблиця 5.4. Характеристики живлячого трансформатора

Марка трансформатора	$I_{нт}, A$	$U_k, \%$	$P_k, Вт$
ТСВП-160	133	3,5	1900

1. За принциповою електричною схемою дільниці складаємо схему заміщення (рис. 5.2). За розрахункову точку КЗ приймаємо затискачі ЕП. При складанні схеми, враховуємо те, що зовнішня система має лише реактивний опір, а решта елементів мають активний та реактивний опори.

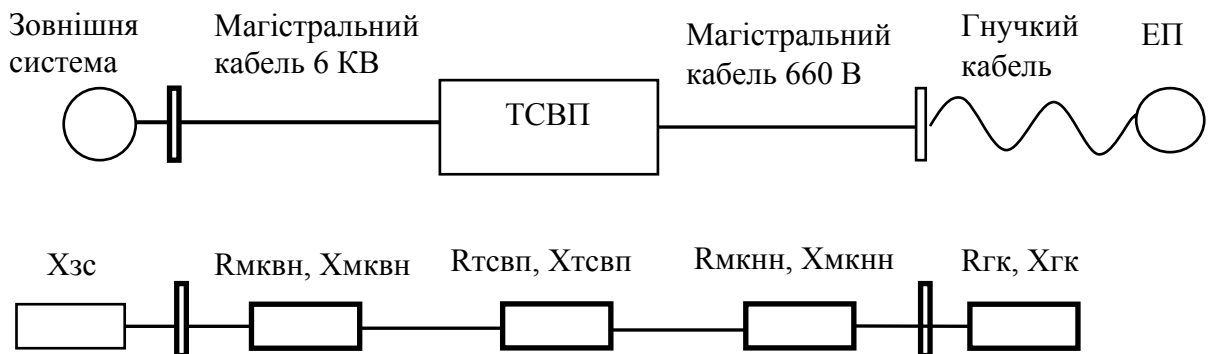


Рис. 5.2. Схема заміщення дільничної кабельної мережі

2. За розрахунковою схемою заміщення виконуємо розрахунки елементів мережі (зовнішнього живлячого джерела, магістрального кабелю високої напруги, трансформатора, живлячих магістрального та гнучкого кабелів).

2.1. Визначаємо за формулою (5.13) опір зовнішнього джерела:

$$X_{z.c.} = U_{c.n.}^2 / S_K^{(3)} = (690)^2 / (45 \cdot 10^6) = 0,01058 \text{ Ом}.$$

2.2. За формулами (5.10)-(5.12) визначити опір живлячого трансформатора. Дані для розрахунків приймаємо за каталожними даними трансформаторної підстанції, які наведено в табл. 5.4.

Повний опір трансформатора:

$$Z_T = U_K \cdot U_{C.H.} / 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{H.T.} = (3,5 \cdot 690) / (100 \cdot \sqrt{3} \cdot 133) = 0,1048 \text{ Ом.}$$

Активний опір трансформатора

$$R_T = \Delta P_K / (3 \cdot I_{H.T.}^2) = 1900 / (3 \cdot 133^2) = 0,0358 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформатора

$$x_m = \sqrt{Z_m^2 - r_m^2} = \sqrt{0,1048^2 - 0,0358^2} = 0,0958 \text{ Ом.}$$

2.3. Виконуємо приведення опорів магістрального кабелю високої напруги за формулами (5.14). Значення коефіцієнта трансформації трансформатора напруги K_{TP} знаходимо за значеннями високої та низької напруг трансформатора:

$$K_{TP} = U_{BH} / U_{HH} = 6000 / 690 = 8,7,$$

$$R_{BK-приведене} = R_{BK} / K_{TP} = 1,15 / 8,7 = 0,1322 \text{ Ом,}$$

$$X_{BK-приведене} = X_{BK} / K_{TP} = 0,102 / 8,7 = 0,0117 \text{ Ом.}$$

3. Заносимо отримані розрахункові дані в таблицю 5.4 та виконуємо обчислення загального опору до точок КЗ.

Таблиця 5.4. Розрахункові опори мережі

Ділянка мережі	R, Ом	X, Ом
Зовнішня система	0	0,01058
Магістральний кабель ВН	0,1322	0,0117
Трансформаторна підстанція	0,0358	0,0958
Магістральний кабель НН	0,0028	0,0004
Гнучкий кабель ЕП	0,0484	0,0036

Загальний опір до точки КЗ складає

$$\begin{aligned} \sum R &= R_{zc} + R_{BK-прив} + R_{TP} + R_{MK} + R_{ГК} = \\ &= 0 + 0,1322 + 0,0358 + 0,0028 + 0,0484 = 0,218 \text{ Ом,} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum X &= X_{zc} + X_{BK-прив} + X_{TP} + X_{MK} + X_{ГК} = \\ &= 0,01058 + 0,0117 + 0,0985 + 0,0004 + 0,0036 = 0,125 \text{ Ом,} \end{aligned}$$

$$Z = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} = \sqrt{(0,218)^2 + (0,125)^2} = 0,251 \text{ Ом}$$

4. За формулами (5.8)-(5.9), (5.15)-(5.16) визначити струми КЗ для визначених розрахункових точок.

5. Результати розрахунків представити у вигляді таблиці 5.2.

5.4. Контрольні завдання

Розрахувати струми короткого замикання в дільничній кабельній мережі (в кінці магістрального кабелю ВН, магістрального кабелю НН, гнучкого кабелю ЕП). Дані живлячої трансформаторної підстанції та підключених споживачів наведені в табл. 5.5, напруга електричної мережі низької напруги $U_H = 660$ В, напруга мережі високої напруги $U_B = 6$ кВ, потужність КЗ енергосистеми $S_K^{(3)}$ – за варіантом.

Таблиця 5.5. Варіанти завдань

Варіант 1								
		Інт, А	Uк, %	Рк, Вт		$S_K^{(3)} = 65 \text{ MVA}$		
	ТСВП-250	209	3,5	2490				
N	Споживач	R, Ом	X, Ом	ΣR , Ом	ΣX , Ом	$I_k^{(2)}$, А	$I_k^{(3)}$, А	i_y , А
1	Гнучкий кабель лебідки	0,096	0,0018					
2	Маг. кабель 660 В	0,092	0,0004					
3	Маг. кабель 6 кВ	0,89	0,124					
Варіант 2								
		Інт, А	Uк, %	Рк, Вт		$S_K^{(3)} = 55 \text{ MVA}$		
	ТСВП-400	335	3,5	3600				
N	Споживач	R, Ом	X, Ом	ΣR , Ом	ΣX , Ом	$I_k^{(2)}$, А	$I_k^{(3)}$, А	i_y , А
1	Гнучкий кабель конвеєра	0,242	0,018					
2	Маг. кабель 660 В	0,0061	0,0005					
3	Маг. кабель 6 кВ	0,92	0,0816					
Варіант 3								
		Інт, А	Uк, %	Рк, Вт		$S_K^{(3)} = 45 \text{ MVA}$		
	ТСВП-100	83,5	3,5	1270				
N	Споживач	R, Ом	X, Ом	ΣR , Ом	ΣX , Ом	$I_k^{(2)}$, А	$I_k^{(3)}$, А	i_y , А
1	Гнучкий кабель конвеєра	0,036	0,0027					
2	Маг. кабель 660 В	0,0061	0,0005					
3	Маг. кабель 6 кВ	0,575	0,051					
Варіант 4								
		Інт, А	Uк, %	Рк, Вт		$S_K^{(3)} = 40 \text{ MVA}$		
	ТСВП-250	209	3,5	2490				
N	Споживач	R, Ом	X, Ом	ΣR , Ом	ΣX , Ом	$I_k^{(2)}$, А	$I_k^{(3)}$, А	i_y , А
1	Гнучкий кабель лебідки	0,0605	0,0045					
2	Маг. кабель 660 В	0,085	0,0005					
3	Маг. кабель 6 кВ	0,681	0,057					
Варіант 5								
		Інт, А	Uк, %	Рк, Вт		$S_K^{(3)} = 50 \text{ MVA}$		
	ТСВП-400	335	3,5	3600				
N	Споживач	R, Ом	X, Ом	ΣR , Ом	ΣX , Ом	$I_k^{(2)}$, А	$I_k^{(3)}$, А	i_y , А
1	Гнучкий кабель конвеєра	0,0545	0,0041					
2	Маг. кабель 660 В	0,0073	0,0006					
3	Маг. кабель 6 кВ	0,782	0,925					

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6. Розрахунок основних техніко-економічних показників системи електропостачання

Мета роботи – навчитись визначати основні техніко-економічні показники підприємства.

6.1. Основні теоретичні відомості

Промислове підприємство як споживач електричної енергії може бути охарактеризований наступними показниками: річна величина витрат електричної енергії, величина втрат енергії в трансформаторах та лініях, середньозважені значення коефіцієнтів потужності та реактивної потужності та інші. Ці показники дають можливість оцінити енергоефективність виробництва.

Визначення річних витрат електроенергії

Існує кілька методів визначення витрат електроенергії: за розрахунковим максимальним навантаженням, за середньозмінним навантаженням, за питомими витратами електроенергії [1].

Річні витрати активної W_P та реактивної V_P електроенергії за півгодинним максимальним навантаженням, тобто за розрахунковими значеннями P_P та Q_P групи електроспоживачів, і річній кількості годин використання максимуму навантаження T_M , можуть бути знайдені за формулами:

$$W_P = P_P \cdot T_M, \quad V_P = Q_P \cdot T_M. \quad (6.1)$$

Кількість годин використання максимуму для деяких типів виробництв наведена в посібнику [1].

При відомих значеннях середньозмінного навантаження P_{3M} , Q_{3M} у найбільш навантажену зміну, річні витрати електроенергії:

$$W_P = P_{3M} \cdot t_{3M} \cdot N_{3M} \cdot K_P \cdot \alpha, \quad (6.2)$$

$$V_P = Q_{3M} \cdot t_{3M} \cdot N_{3M} \cdot \alpha, \quad (6.3)$$

де t_{3M} – тривалість зміни, год.; N_{3M} – річна кількість робочих змін; $K_p = 1,05$ – коефіцієнт, який враховує додаткові витрати енергії в ремонтну зміну; $\alpha = 0,7$ – коефіцієнт змінності з енерговикористання.

Річні витрати електроенергії можуть бути знайдені також за питомими витратами електроенергії ω :

$$W_p = \omega \cdot A_p; V_p = W_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_C, \quad (6.4)$$

де A_p – річна продуктивність виробництва (вимір одиниць продукції); $\operatorname{tg} \varphi_C$ – відповідає середньозваженому значенню $\cos \varphi_C$.

Визначення середньозваженого значення коефіцієнта потужності та реактивної потужності

Коефіцієнт потужності

$$\cos \varphi_{сзв} = \frac{\sum_{i=1}^n W_p}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n W_p\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n V_p\right)^2}}. \quad (6.5)$$

Коефіцієнт реактивної потужності

$$\operatorname{tg} \varphi_{сзв} = \frac{\sum_{i=1}^n V_p}{\sum_{i=1}^n W_p}. \quad (6.6)$$

Питомі витрати електроенергії на одиницю продукції

Такі витрати характеризують ступінь раціонального використання електроенергії, а також засобів механізації виробничих процесів:

$$\omega = \frac{\sum_{i=1}^n W_p}{A_p}. \quad (6.7)$$

Енергоозброєність праці на дільниці

Енергоозброєність праці характеризує забезпеченість живої праці енергетичними потужностями та визначається за формулою:

$$E = W_p / N_{СП} \cdot N_{\partial} \cdot \Pi_{3M} \cdot t_{3M}, \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{людино-годин}, \quad (6.8)$$

де $N_{c.n.}$ – обліковий склад працівників дільниці за зміну; n_{3M} , N_{∂} – кількість робочих змін на добу та кількість робочих днів протягом року; t_{3M} – тривалість зміни, год.

Визначення річних втрат електроенергії

Річні втрати активної ΔW_p , та реактивної ΔV_p енергії у трансформаторі обчислюються за формулами:

$$\Delta W_{TP} = \Delta P_X \cdot T_p + \beta^2 \cdot \Delta P_K \cdot \tau, \quad (6.9)$$

$$\Delta V_{TP} = \Delta Q_{\mu} \cdot T_p + \beta^2 \cdot \Delta Q_K \cdot \tau, \quad (6.10)$$

$$\Delta Q_{\mu} = (I_X \%) \cdot S_{H.T.} / 100, \quad (6.11)$$

$$\Delta Q_K = (U_K \%) \cdot S_{H.T.} / 100, \quad (6.12)$$

де ΔP_X , $I_X \%$ – втрати потужності та струм холостого ходу трансформатора згідно з каталогом; ΔP_K , $U_K \%$ – витрати потужності та напруги короткого замикання трансформатора згідно з каталогом; β – коефіцієнт навантаження трансформатора; T_p – час роботи трансформатора за рік; τ – час максимальних втрат (годин), який приблизно можна знайти із співвідношення:

$$\tau = (0.124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

Витрати активної ΔW_L реактивної ΔV_L енергії в лініях

$$\Delta W_L = 3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot R_L \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (6.13)$$

$$\Delta V_L = 3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot X_L \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (6.14)$$

де $I_{p.l.}$, R_L , X_L – розрахунковий струм, активний і реактивний опір лінії.

6.2. Методика виконання завдань

6.2.1. Визначення техніко-економічних показників підприємства

1. За формулами (6.2)-(6.3) визначити річні витрати активної та реактивної потужності підприємства.

2. За формулами (6.5)-(6.6) визначити середньозважені показники підприємства.

3. За формулою (6.7) визначити питомі витрати електроенергії на одиницю продукції.

4. За формулою (6.8) визначити електроозброєність праці на підприємстві.

6.2.2. Визначення втрат в силовому трансформаторі

1. Визначити річні втрати активної потужності в трансформаторі за формулою (6.9).

2. Визначити річні втрати реактивної потужності в трансформаторі за формулами (6.10)-(6.12).

3. Визначити кількість переданої через трансформатор активної енергії за рік та відсоток втрат активної енергії в трансформаторі за рік.

4. Визначити кількість переданої через трансформатор реактивної енергії за рік та відсоток втрат реактивної енергії в трансформаторі за рік.

6.2.3. Визначення втрат в лінії

1. За максимальним струмом навантаження, напругою та $\cos \varphi$ знайти максимальну активну потужність, що передається через мережу (P_{\max}).

2. За відомими параметрами річних витрат активної енергії (W_p) та максимальної активної потужності, що передається через мережу, знайти кількість годин максимуму (T_M).

3. За відомою кількістю годин максимуму (T_M) визначити кількість годин використання втрат τ .

4. За заданим перерізом провідника (S), довжиною лінії (L) та питомою провідністю матеріалу (γ) знайти активний опір всієї лінії.

5. За формулою (6.13) знайти значення втрат активної енергії в лінії та відсоток втрат активної потужності в лінії за рік.

6. За формулою (6.14) знайти значення втрат реактивної енергії в лінії та відсоток втрат реактивної потужності в лінії за рік.

6.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 6.1. Визначити річні втрати електричної енергії (активної та реактивної та відсоток втрат за рік) в трансформаторі потужністю 400 кВА, напругою 10/0,4 кВ. Максимальне навантаження на трансформатор (повна потужність) складає 295 кВА при середньому коефіцієнті потужності 0,8 та кількості годин використання максимуму $T_M = 3500$ год. Трансформатор знаходиться в роботі увесь рік безперервно.

Каталожні дані трансформатора: втрати в міді (втрати КЗ) $\Delta P_K = 5,5$ кВт; втрати в сталі (втрати ХХ) $\Delta P_X = 1,08$ кВт; напруга короткого замикання $U_K \% = 4,5\%$; струм холостого ходу $I_X \% = 2,1\%$.

Розв'язок

1. Визначаємо річні втрати активної потужності в трансформаторі за формулою (6.9). Для цього визначимо складові виразу:

$$\beta^2 = \left(\frac{S_p}{S_{ном}} \right)^2 = \left(\frac{295}{400} \right)^2 = 0,54$$

$$\tau = \left(0,124 + T_M \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 3500 \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ год.}$$

Втрати в сталі трансформатора та втрати холостого ходу задано в умовах ($\Delta P_K = 5,5$ кВт; $\Delta P_X = 1,08$ кВт). Оскільки в умовах зазначено, що трансформатор знаходиться в роботі весь рік безперервно то $T_p = 8760$ год.

Підставивши знайдені складові у вираз (6.9), знаходимо величину річних втрат активної енергії:

$$\Delta W_{TP} = \Delta P_{X.X} \cdot T_p + \beta^2 \cdot \Delta P_K \cdot \tau = 1,08 \cdot 8760 + 0,54 \cdot 5,5 \cdot 1968 = 15348 \text{ кВт.}$$

2. Визначаємо складові втрат реактивної потужності в трансформаторі за формулами (6.11)-(6.12):

$$\Delta Q_{\mu} = (I_X \%) \cdot S_{H.T.} / 100 = 2,1 \cdot 400 / 100 = 8,4 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_K = (U_K \%) \cdot S_{H.T.} / 100 = 4,5 \cdot 400 / 100 = 18 \text{ кВар}.$$

Підставивши одержані складові у вираз (6.10), знайдемо величину втрат реактивної потужності за рік (час роботи та час втрат визначено у попередньому пункті):

$$\Delta V_{TP} = 8,4 \cdot 8760 + 0,54 \cdot 18 \cdot 1968 = 92712 \text{ кВар} \cdot \text{год}.$$

3. Визначаємо кількість переданої через трансформатор активної енергії за рік та відсоток втрат активної енергії в трансформаторі за рік:

$$W_{\text{річне}} = S_p \cdot \cos \varphi \cdot T_M = 295 \cdot 0,8 \cdot 3500 = 826000 \text{ кВА} \cdot \text{год},$$

$$\Delta W_{\text{річне}\%} = \frac{\Delta W_{\text{тр}}}{W_{\text{річне}}} \cdot 100\% = \frac{15348}{826000} \cdot 100\% = 1,85\%.$$

4. Визначаємо кількість переданої через трансформатор реактивної енергії за рік та відсоток втрат реактивної енергії в трансформаторі за рік:

$$V_{\text{річне}} = S_p \cdot \sin \varphi \cdot T_M = 295 \cdot 0,6 \cdot 3500 = 619500 \text{ кВар} \cdot \text{год},$$

$$\Delta V_{\text{річне}\%} = \frac{\Delta V_{\text{тр}}}{V_{\text{річне}}} \cdot 100\% = \frac{92712}{619500} \cdot 100\% = 14,96\%.$$

Задача 6.2. Визначити втрати активної та реактивної енергії за рік в трифазній повітряній лінії напругою 6 кВ, довжиною 8,2 км з перерізом провідник 95 мм² (матеріал жил – алюміній), яка живить підприємство з тризмінним режимом роботи. Річні витрати електричної енергії складають 4980×10³ кВт·год при максимальному навантаженні 100 А та коефіцієнті потужності 0,8.

Розв'язок

1. За заданими параметрами навантаження знаходимо максимальну активну потужність, що передається через мережу P_{max} :

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{max}} \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 100 \cdot 0,8 = 831384 \text{ Вт} \approx 831 \text{ кВт}.$$

2. За відомими заданим значенням річних витрат активної енергії та максимальної активної потужності, що передається через мережу знаходимо кількість годин максимуму T_M :

$$T_M = \frac{W_p}{P_{\max}} = \frac{4980 \cdot 10^3}{831} = 5992 \approx 6000 \text{ год.}$$

3. За відомою кількістю годин максимуму визначаємо кількість годин використання втрат:

$$\tau = (0.124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591 \text{ год.}$$

4. За заданим параметрами лінії знаходимо її активний та реактивний опори:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1000}{\gamma \cdot S} \cdot l = \frac{1000}{32 \cdot 95} \cdot 8.2 = 2.69 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{Л}} = X_0 \cdot l = 0.4 \cdot 8.2 = 3.28 \text{ Ом.}$$

5. За формулою (6.13) знаходимо значення втрат активної енергії в лінії та відсоток втрат в лінії за рік:

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 100^2 \cdot 2.69 \cdot 4592 \cdot 10^{-3} = 370544 \text{ кВт,}$$

$$\Delta W_{\text{річне}\%} = \frac{\Delta W_{\text{лін}}}{W_{\text{річне}}} \cdot 100\% = \frac{371000}{4980000} \cdot 100\% = 7,5\%.$$

6. За формулою (6.14) знайти значення втрат реактивної енергії в лінії та відсоток втрат в лінії за рік:

$$\Delta V_{\text{Л}} = 3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot X_{\text{Л}} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 100 \cdot 3,28 \cdot 4592 \cdot 10^{-3} = 451852 \text{ кВА,}$$

$$\Delta V_{\text{річне}\%} = \frac{\Delta V_{\text{лін}}}{V_{\text{річне}}} \cdot 100\% = \frac{452000}{3735000} \cdot 100\% = 12,1\%.$$

6.4. Контрольні завдання

Визначити річні втрати електричної енергії (активної та реактивної та відсоток втрат за рік) в трансформаторі потужністю $S_{\text{нт}}$ кВА, напругою 10/0,4 кВ за варіантом. Характеристики трансформатора та режиму роботи наведено в таблиці 6.1. Прийняти максимальне навантаження на трансформатор – S_{max} кВА; середній коефіцієнт потужності – $\cos \varphi$; кількість годин використання максимуму – T_M годин. Трансформатор знаходиться в роботі увесь рік безперервно. Каталожні дані трансформатора: Втрати в міді (втрати КЗ) – ΔP_K кВт; втрати в

сталі (втрати ХХ) – ΔP_X кВт; напруга короткого замикання – U_K % (%); струм холостого ходу – I_X % (%).

Таблиця 6.1. Параметри трансформатора та навантаження

	$S_{нт}$, кВА	S_{max} , кВА	$\cos\varphi$	T_M , год	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	U_K %	I_X %
Варіант 1	160	130	0,82	4000	2,1	0,7	5,5	4
Варіант 2	250	210	0,85	4200	3,8	1,0	4,5	3,5
Варіант 3	400	310	0,88	4500	5,4	1,3	5,5	3,0
Варіант 4	630	590	0,82	5000	7,3	2,0	4,5	1,5
Варіант 5	160	140	0,85	5500	2,1	0,7	5,5	4

Визначити втрати активної та реактивної енергії за рік в трифазній повітряній лінії яка живить підприємство з тризмінним режимом роботи (матеріал жил – алюміній). Параметри лінії та навантаження задані в табл. 6.1. Напруга мережі – U_n кВ; довжина – L км; переріз провідника – S мм². Річні витрати електричної енергії складають – $W_{річн}$ (кВт·год) при максимальному навантаженні – I А та коефіцієнті потужності $\cos\varphi$.

Таблиця 6.2. Параметри ліній та навантаження

	U_n , кВ	L , км	S , мм ²	$\cos\varphi$	I , А	$W_{річн}$, кВт·год
Варіант 1	6	4,2	50	0,8	95	3715×10^3
Варіант 2	10	7,6	70	0,85	120	8246×10^3
Варіант 3	6	5,9	95	0,9	125	5688×10^3
Варіант 4	10	6,4	120	0,8	80	5614×10^3
Варіант 5	6	5,1	50	0,85	100	4649×10^3

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7. Розрахунок електричного освітлення

Мета роботи — навчитись визначати параметри електричного освітлення точковим методом

7.1. Основні теоретичні відомості

Точковий метод застосовується при розрахунку освітлення приміщень, захищених устаткуванням і які мають затемнення, у випадку перевірки освітленості окремих ділянок великих відповідальних приміщень, а також при розрахунку освітлень естакад, коридорів, відкатних виробок шахт, тунелів, доріг кар'єрів, сходів, зовнішнього освітлення на мінімальну освітленість. При цьому приймають, що відбите світло не грає значної ролі. Для виконання розрахунку попередньо визначають варіант розміщення світильників, вибирають тип і потужність ламп. Для зовнішнього освітлення розташування світильників вибирають з урахуванням обмеження осліплюючої дії і висоти опор 6...10 м. Потім розраховують освітленість у контрольних точках, що характеризуються мінімальною освітленістю.

Принцип розрахунку освітленості в контрольній точці (із мінімальною освітленістю) показаний на рис. 7.1, де E_H – освітленість в точці А на площині перпендикулярній до падаючого променя; E_z – освітленість в горизонтальній площині; E_B – освітленість вертикальної площини.

Освітленість горизонтальної площини в точці визначається з залежності:

$$E_z = \frac{c \cdot I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{k_s \cdot h^2}, \quad (7.1)$$

де α – кут нахилу променя, що падає в точку А; I_α – сила світла світильника під кутом α ; лк; k_s – коефіцієнт запасу; h – висота підвісу світильника над робочою

поверхнею; c – коефіцієнт, приведення світлового потоку реальної лампи до світлового потоку умовної лампи з потоком 1000 лм.

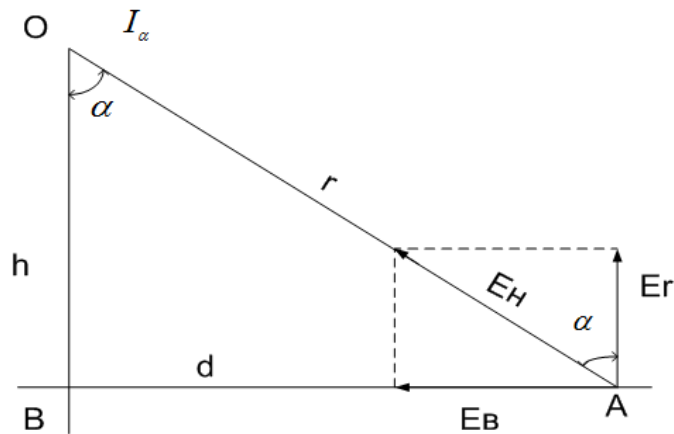


Рис. 7.1. Розрахункова схема для визначення освітленості точковим методом

Освітленість вертикальної площини в точці:

$$E_B = E_r \cdot \operatorname{tg} \alpha . \quad (7.2)$$

Сила світла I_α приймається з кривої розподілу сили світла для прийнятого типу світильника з умовною лампою, що має світловий потік $F_n = 1000$ лм. В розрахункову формулу введений коефіцієнт $C = F_n / 1000$ лм, що враховує значення світлового потоку F_n прийнятої лампи.

Коефіцієнт запасу k_3 приймається рівним: при лампах розжарювання для приміщень – 1,3...1,7; для зовнішнього освітлення – 1,3...1,6; при газорозрядних лампах для приміщень – 1,5...2,0; для зовнішнього освітлення – 1,5.

Якщо освітлення в розрахунковій точці створюється декількома світильниками, загальну освітленість знаходять як суму освітленостей $\sum_{i=1}^n E_{zi}$ від усіх світильників в розрахунковій точці.

Розрахунок вважається закінчений, якщо дотримується умова:

$$\sum_{i=1}^n E_{zi} \geq E_n . \quad (7.3)$$

Якщо умова (7.3) не виконується, змінюється розташування світильників або потужність ламп і проводиться новий розрахунок.

7.2. Методика виконання завдань

1. Вибрати тип світильника та прийняти нормовану освітленість з урахуванням умов роботи.
2. Попередньо прийняти відстань між світильниками (L) та висоту їх підвісу над робочою поверхнею (h).
3. Визначити кут нахилу променя, що падає в точку в якій розраховується освітленість за значеннями відстані між світильниками (l) та висоти їх підвісу над робочою поверхнею (h).
4. По знайденому куту α для площини в якій розраховується освітленість знайти силу світла I_{α} .
5. Визначити розрахункову освітленість в розрахунковій точці за розрахунковими формулами (7.1) та (7.2).
6. Виконати перевірку на достатність освітленості у найвіддаленішій точці за виразом (7.3). У разі невиконання умов змінити прийнятий тип світильника або відстань між ними та провести повторний перерахунок.
7. За розмірами приміщення, що підлягає освітленню визначити необхідну кількість світильників та потужність для їх живлення.

7.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 7.1. Розрахувати освітлення приміщення точковим методом. Прийняти довжину приміщення $L=10$ м та висоту підвішування світильника $h=1,1$ м над робочою поверхнею. Відстань між світильниками $l=1$ м. Забезпечити рівень освітленості $E_n=10$ лк. Розрахувати необхідну для освітлення потужність та вибрати трансформатор для живлення освітлення.

Для освітлення прийняти світильник з даними з таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. Характеристики світильника

Світильник	Виконання	Напруга, В	Потужність, Вт	ККД, %	Світловий потік, лм (Фл)	Лампа
РВЛ-20М-У5	РВ, 1В	127	20	65	980	ЛБ2ОПТБ-40

Розв'язок

1. Приймаємо заданий за варіантом тип світильника – РВЛ-20М-У5 за допомогою якого необхідно забезпечити нормовану освітленість $E_n=15$ лк.

2. Попередньо приймаємо за умовами задачі відстань між світильниками $l=1$ м та висоту їх підвісу над робочою поверхнею $h=1$ м.

3. Визначаємо кут нахилу променя α , що падає в точку в якій розраховується освітленість за значеннями відстані між світильниками (l) та висоти їх підвісу над робочою поверхнею (h) (рис. 7.2):

$$\operatorname{tg} \alpha = \left(\frac{l/2}{h} \right) = \left(\frac{1/2}{1,1} \right) = 0,4545,$$

$$\alpha = \operatorname{arctg} \left(\frac{1/2}{1,1} \right) = 24,4^\circ,$$

$$\cos(24,4^\circ) = 0,91.$$

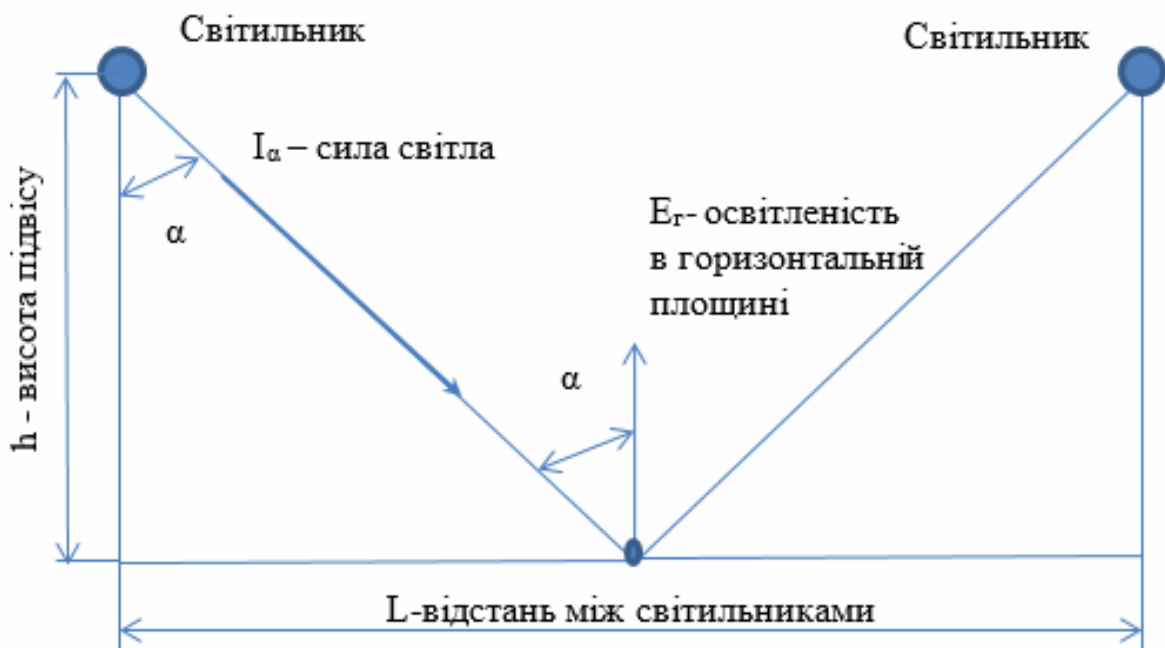


Рис. 7.2. Розрахункова схема для визначення кута α

4. За даними таблиці 7.2 по знайденому куту α визначаємо силу світла в повздовжній площині I_α для заданого світильника – $I_\alpha = 43$ кд.

Таблиця 7.2. Світлотехнічні характеристики світильників

Кут з віссю світильника, градуси	Сила світла, кд					
	РВЛ-20М	РВЛ-40М	РВЛ-80М	РВЛ-20М	РВЛ-40М	РВЛ-80М
	У повздовжній площині			У поперечній площині		
0	52	95	80	52	95	80
10	43	92	78	50	95	80
20	43	85	75	50	95	80
30	43	75	66	50	95	80
40	20	63	58	50	95	80
50	20	45	42	50	95	80
60	20	32	37	50	95	80
70	0	10	16	50	95	80
80	0	4	16	50	95	80
90	0	0	0	50	95	80
100	8	3	3	50	95	80

5. Визначаємо розрахункову освітленість в розрахунковій точці за розрахунковими формулами (7.1) та (7.2):

$$E_z = \frac{n \cdot c \cdot I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{k_3 \cdot h^2} = \frac{2 \cdot 0,98 \cdot 43 \cdot (0,91)^3}{1,8 \cdot 1,1^2} = 29,2 \text{ лк},$$

$$E_B = E_z \cdot \operatorname{tg} \alpha = 29,2 \cdot 0,454 = 13,2 \text{ лк}.$$

6. Виконуємо перевірку на достатність освітленості у найвіддаленішій точці за виразом (7.3):

$$\sum_{i=1}^n E_{zi} \geq E_n \quad 29,2 > 10 - \text{умова виконується.}$$

7. За розмірами приміщення, що підлягає освітленню визначаємо необхідну кількість світильників та потужність для їх живлення:

$$N_{cv} = \frac{L-1}{l} = \frac{10-1}{1} = 9 \text{ шт},$$

$$P_{осв} = N_{cv} \cdot P_l = 9 \cdot 20 = 180 \text{ Вт}.$$

7.4. Контрольні завдання

Розрахувати освітлення приміщення точковим методом. За даними варіанту з таблиці 7.2 прийняти вхідні умови: довжина приміщення – L , м; висота

підвішування світильника над робочою поверхнею – h , м; відстань між світильниками l , м. Характеристики світильників наведено в таблиці 7.3. Мінімальна освітленість горизонтальної робочої поверхні повинна становити не менше E_n , лк. Розрахувати необхідну для освітлення кількість світильників, кут нахилу променя та потужність необхідну для живлення світильників.

Таблиця 7.3. Вхідні умови до розрахунку освітленості

Варіант	L, м	l, м	h, м	E_n , лк.	Світильник
1	10	1,4	1,25	5	РВЛ-20М-У5
2	12	1,8	1,4	7	РВЛ-40М-У5
3	15	2,2	1,55	10	РВЛ-80
4	18	2,6	1,2	15	РВЛ-20М-У5
5	16	1,2	1,6	8	РВЛ-40М-У5

Таблиця 7.4. Технічні характеристики світильників

Світильник	Виконання	Напруга, В	Потужність, Вт	ККД, %	Світловий потік, лм
РВЛ-20М-У5	РВ, 1В	127	20	65	980
РВЛ-40М-У5	РВ, 1В	220	40	68	2480
РВЛ-80	РВ	220	80	85	4320

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8. Розрахунок компенсації реактивної потужності

Мета роботи – навчитись визначати параметри компенсуючих пристроїв та оцінювати вплив компенсації реактивної потужності на режим роботи підприємства.

8.1. Основні теоретичні відомості

Після визначення електричних навантажень, для окремих вузлів системи електропостачання та підприємства в цілому (РП, РПП, ЦПП, ПКТП, ГПП) необхідно визначити потужність компенсуючих установок що мають встановлюватись як у важливих вузлах системи електропостачання підприємства (групова компенсація), так і в ГПП (централізована компенсація). Оптимальне значення реактивної потужності, що споживається підприємством Q_{E1} задається електропостачальною організацією в залежності від умов живлення підприємств, що мають місце в енергетичній системі, існуючих засобів компенсації та їх ресурсів. Після цього визначають фактичну реактивну потужність Q_{ϕ}^{cd} , що генерується синхронними двигунами, встановленими на технологічних установках підприємства.

Додаткова потужність $Q_{ку\Sigma}$ батареї конденсаторів, яку необхідно встановити для підтримки регламентованих енергопостачальною організацією оптимальних значень реактивних потужностей розраховують за залежністю:

$$Q_{ку\Sigma} = Q_{\max.1} - Q_{E1} - \sum_1^n Q_{\phi}^{c.d.} \quad (8.1)$$

де $Q_{\max.1}$ – найбільша сумарна реактивна потужність підприємства в період максимуму активного навантаження в енергосистемі; $Q_{\phi}^{c.d.}$ – максимальна реактивна потужність, яку може генерувати кожний із синхронних двигунів. Значення $Q_{\phi}^{c.d.}$ враховується тільки якщо синхронні двигуни використовуються на підприємстві для компенсації реактивної потужності.

Для зменшення перетоків реактивної потужності в розподільних мережах підприємства, загальну розрахункову потужність комплектуючих конденсаторних установок доцільно розподілити між найбільш важливими вузлами системи електропостачання підприємства (РП, РПП, ЦПП, ПКТП, ГПП), тобто використовувати як централізовану так і групову системи компенсації реактивної потужності, включаючи розміщення низьковольтних конденсаторних батарей на шинах вторинної напруги ТП, що іноді дає можливість зменшити потужність трансформаторів ТП.

При цьому на двотрансформаторних підстанціях та при секціонованих РП-6 кВ конденсаторні батареї необхідно розміщувати на обох секціях шин. Потужність конденсаторних батарей вибирати у відповідності з отриманими при розрахунку значеннями навантаження у відповідних вузлах.

Значення сумарної потужності комплектуючих пристроїв $Q_{\text{кв}\Sigma}$ визначається балансом реактивної потужності на межі розділу підприємства і енергосистеми в період найбільшого активного навантаження в енергосистемі:

$$Q_{\text{кв}\Sigma} = Q_{\text{кв}1} = Q_{\text{max.1}} - Q_{\text{E1}}, \quad (8.2)$$

де $Q_{\text{max.1}}$ – найбільша сумарна реактивна потужність підприємства в період максимуму активного навантаження в енергосистемі, що визначається як:

$$Q_{\text{max.1}} = K_{\text{смп}} \cdot Q_{\text{р}\Sigma}, \quad (8.3)$$

де $K_{\text{смп}}$ – коефіцієнт суміщення, що враховує неспівпадіння за часом найбільшої активного навантаження в енергосистемі та реактивної потужності підприємства (приймається від 0,45 до 0,75 в залежності від галузі промисловості); $Q_{\text{р}\Sigma}$ – сумарна розрахункова реактивна потужність всіх груп споживачів підприємства.

За даними $Q_{\text{max.1}}$ та сумарного активного максимального навантаження всіх електроприймачів підприємства $P_{\text{р}\Sigma}$ в період максимуму навантаження енергосистема визначає економічно обґрунтоване значення реактивної потужності, яке може бути передане підприємству в режимах найбільшого (Q_{E1}) та найменшого (Q_{E2}) активного навантаження енергосистеми:

$$Q_{ky2} = Q_{max.1} - Q_{E2}. \quad (8.4)$$

Межі регулювання компенсуючих пристроїв на підприємстві:

$$\Delta Q_{ky} = Q_{ky1} - Q_{ky2}. \quad (8.5)$$

Таким чином, базисна потужність компенсуючих пристроїв підприємства Q_{ky1} в межах ΔQ_{ky} повинна бути регульованою.

За наявності на підприємстві електроприймачів з спеціальним нелінійним навантаженням, крім звичайних компенсуючих пристроїв (конденсаторних батарей) використовується фільтросиметричні пристрої, які в процесі роботи також генерують реактивну потужність в енергосистему і яка повинна враховуватися при вирішенні питань компенсації споживання реактивної потужності підприємства.

Після визначення потужності компенсуючих пристроїв Q_{ky} виконується вибір повної потужності трансформаторів ГПП та ПГВ. Розрахункове навантаження трансформаторів ГПП (ПГВ) з урахуванням компенсуючих пристроїв:

$$S_P^T = \sqrt{(K_{nm} \cdot \sum P_p)^2 + (K_{nm} \cdot \sum Q_p - Q_{ky})^2} \quad (8.6)$$

де P_p та Q_p – відповідно розрахункова активна та реактивна потужності підприємства; K_{nm} – коефіцієнт попиту.

Забезпечення надійності електропостачання підприємства здійснюється за допомогою двох трансформаторів однакової потужності, які працюють у нормальному режимі окремо на різні секції шин 6 кВ ГПП (ПГВ). При цьому потужність кожного трансформатора має забезпечувати живлення всіх споживачів I і II категорій з урахуванням перевантажувальної здатності трансформатора не більше, ніж на 30% в післяаварійному режимі.

8.2. Теоретичні відомості для виконання розрахунків

Потужність компенсаційної установки визначається різницею між розрахунковою величиною реактивної потужності $Q_{p.вуз}$ та величиною реактивної потужності Q_{EC} , що задає енергосистема:

$$Q_{KY} = Q_{p.вуз} - Q_{EC}, \text{ квар.} \quad (8.7)$$

Тоді реактивна потужність компенсаційної установки:

$$Q_{KY} = P_{p.вуз} (\operatorname{tg} \varphi_{c36} - \operatorname{tg} \varphi_{EC}), \quad (8.8)$$

де $P_{p.вуз}$ – активна розрахункова потужність вузла; $\operatorname{tg} \varphi_{c36}$ – середньозважений коефіцієнт реактивної потужності вузла; $\operatorname{tg} \varphi_{EC}$ – очікуваний коефіцієнт реактивної потужності, який задає енергосистема.

За розрахованим значенням Q_{KY} підбираються конденсаторні установки, так щоб сума потужностей підібраних установок максимально наближалась до розрахункового значення. Після вибору КП виконується перерахунок реактивного та повного навантаження на вузол і перевірка значення $\cos \varphi_{c36}$ після компенсації для виконання умови:

$$\cos \varphi_{c36} \geq \cos \varphi_{EC}, \quad (8.9)$$

де $\cos \varphi_{c36}$ – середньозважений коефіцієнт потужності вузла після компенсації; $\cos \varphi_{EC}$ – очікуваний коефіцієнт потужності.

8.3. Методика виконання завдань

1. Визначаємо вихідні дані для розрахунку компенсації:

- активну потужність на шині ГПП РУ-1 – $P_{p.РУ-1}$, кВт;
- реактивну потужність на шині ГПП РУ-1 – $Q_{p.РУ-1}$, кВАр;
- повну потужність на шині ГПП РУ-1 – $S_{p.РУ-1}$, кВА;
- очікуваний коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{EC}$.

Оскільки вузлом системи електропостачання (СЕР), де виконується компенсація є шина РУ-1, то розрахункова потужність вузла $P_{p.вуз}$ приймається рівною $P_{p.РУ-1}$.

2. Для даного вузла за значеннями $P_{p.РУ-1}$, $Q_{p.РУ-1}$ та $S_{p.РУ-1}$ визначаємо показники, що характеризують рівень споживання реактивної потужності:

2.1. Коефіцієнт потужності

$$\cos \varphi_{сзв} = \frac{P_{p.РУ-1}}{S_{p.РУ-1}}. \quad (8.10)$$

2.2. Коефіцієнт реактивної потужності

$$K_{p.п.} = \operatorname{tg} \varphi_{сзв} = \frac{Q_{p.РУ-1}}{P_{p.РУ-1}}. \quad (8.11)$$

3. За заданим значенням $\cos \varphi_{EC}$ знайти значення $\operatorname{tg} \varphi_{EC}$.

4. За формулою (8.8) для заданих згідно варіанту $P_{p.вуз}$ та розрахованими $\operatorname{tg} \varphi_{EC}$ та $\operatorname{tg} \varphi_{сзв}$ визначити розрахункове значення величини потужності компенсуючих пристроїв $Q_{КУ-розрахункове}$.

5. За табл. 8.1 підібрати конденсаторні установки (не обов'язково однакові) так, щоб їх сумарна потужність максимально наближалась до $Q_{КУ-розрахункове}$. Цю суму потужностей приймаємо за $Q_{КУ}$.

Таблиця 8.1. Характеристики конденсаторних установок

№	Найменування та тип конденсаторної установки	Номінальна напруга, кВ	Номінальна потужність (Q), квар
1	УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450 У1	6,3 (10,5)	450
2	УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900 У1	6,3 (10,5)	900
3	УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350 У1	6,3 (10,5)	1350

6. Визначаємо, як змінився рівень розрахункової споживаної реактивної потужності після компенсації

$$Q'_{p.РУ-1} = Q_{p.РУ-1} - Q_{КУ}. \quad (8.12)$$

7. Визначаємо, як змінився рівень повної розрахункової споживаної потужності після компенсації

$$S'_{p.PY-1} = K_{\text{одн}} \sqrt{(P_{p.PY-1})^2 + (Q'_{p.PY-1})^2} \quad (8.13)$$

Для всіх варіантів завдання приймається значення коефіцієнта одночасності $K_{\text{одн}} = 1$.

8. Визначаємо нові значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{c36}$ та коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg} \varphi_{c36}$ (п. 2) та перевіряємо умову (8.9).

9. Результати розрахунків подаємо у вигляді табл. 8.2.

Таблиця 8.2. Розрахунок компенсації реактивної потужності

До компенсації					Після компенсації				
$P_{p.PY-1}$	$Q_{p.PY-1}$	$S_{p.PY-1}$	$\cos \varphi_{c36}$	$\text{tg} \varphi_{c36}$	$P_{p.PY-1}$	$Q'_{p.PY-1}$	$S'_{p.PY-1}$	$\cos \varphi_{c36}$	$\text{tg} \varphi_{c36}$

8.4. Приклад виконання розрахунків

Задача 8.1. Виконати централізовану компенсацію реактивної потужності на шинах головної понижувальної підстанції (ГПП) підприємства, якщо активна потужність на шині ГПП – $P_{p.PY-1} = 7920$ кВт, реактивна потужність – $Q_{p.PY-1} = 4275$ кВАр, повна потужність – $S_{p.PY-1} = 9000$ кВА, очікуваний коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{EC} = 0,91$.

Розв'язок

Визначаємо коефіцієнт потужності ГПП за формулою (8.10):

$$\cos \varphi_{c36} = \frac{P_{p.PY-1}}{S_{p.PY-1}} = \frac{7920}{9000} = 0,88.$$

Коефіцієнт реактивної потужності за формулою (8.11):

$$K_{p.П.} = \text{tg} \varphi_{c36} = \frac{Q_{p.PY-1}}{P_{p.PY-1}} = \frac{4275}{7920} = 0,54.$$

Очікуваний коефіцієнт реактивної потужності після компенсації:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{EC}} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{EC}}}}{\cos \varphi_{\text{EC}}} = \frac{\sqrt{1 - 0,91^2}}{0,91} = 0,456.$$

Розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв за (8.8):

$$Q_{\text{КУ-розрахункове}} = P_{\text{р.РУ-1}} (\operatorname{tg} \varphi_{\text{сзв}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{EC}}) = 7920 \cdot (0,54 - 0,456) = 665,3 \text{ квар.}$$

За отриманим значенням $Q_{\text{КУ-розрахункове}}$ з табл. 8.1 вибираємо конденсаторну установку УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900 У1 потужністю $Q_{\text{КУ}} = 900$ квар.

За формулою (8.12) визначаємо рівень споживання реактивної потужності після компенсації:

$$Q'_{\text{р.РУ-1}} = Q_{\text{р.РУ-1}} - Q_{\text{КУ}} = 4275 - 900 = 3375 \text{ квар.}$$

Повна потужність після компенсації визначається за (8.13):

$$S'_{\text{р.РУ-1}} = K_{\text{одн}} \sqrt{(P_{\text{р.РУ-1}})^2 + (Q'_{\text{р.РУ-1}})^2} = 1 \cdot \sqrt{7920^2 + 3375^2} = 8609 \text{ кВА.}$$

Визначаємо нові значення коефіцієнта потужності та коефіцієнта реактивної потужності за (8.10)-(8.11):

$$\cos \varphi_{\text{сзв}} = \frac{P_{\text{р.РУ-1}}}{S'_{\text{р.РУ-1}}} = \frac{7920}{8609} = 0,92,$$

$$K_{\text{р.п.}} = \operatorname{tg} \varphi_{\text{сзв}} = \frac{Q'_{\text{р.РУ-1}}}{P_{\text{р.РУ-1}}} = \frac{3375}{7920} = 0,426.$$

Можна бачити, що умова (8.9) виконується. Результати розрахунків зводимо в табл. 8.3.

Таблиця 8.3. Результати розв'язку задачі 8.1

До компенсації					Після компенсації				
$P_{\text{р.РУ-1}}$	$Q_{\text{р.РУ-1}}$	$S_{\text{р.РУ-1}}$	$\cos \varphi_{\text{сзв}}$	$\operatorname{tg} \varphi_{\text{сзв}}$	$P_{\text{р.РУ-1}}$	$Q'_{\text{р.РУ-1}}$	$S'_{\text{р.РУ-1}}$	$\cos \varphi_{\text{сзв}}$	$\operatorname{tg} \varphi_{\text{сзв}}$
7920	4275	9000	0,88	0,54	7920	3375	8609	0,92	0,456

8.5. Завдання для розрахунку компенсації реактивної потужності

Виконати розрахунок компенсації реактивної потужності за варіантом відповідно до вихідних даних, які наведені в табл. 8.4.

Таблиця 8.4. Вихідні дані для розрахунку компенсації реактивної потужності

Варіант	$P_{p.PY-1}$, кВт	$Q_{p.PY-1}$, квар	$S_{p.PY-1}$, кВА	$\cos \varphi_{EC}$
1	6750	5953	9000	0,91
2	7800	6258	10000	0,92
3	8800	6600	11000	0,93
4	9960	6693	12000	0,91
5	11050	6848	13000	0,93

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9. Розрахунок приведенного однофазного навантаження до умов трифазного навантаження

Мета роботи – навчитись виконувати приведення однофазного навантаження до умов трифазного навантаження.

9.1. Основні теоретичні відомості

При нерівномірності включення однофазних електроприймачів між фазами в межах 15% від загальної потужності всіх одно- та трифазних електроприймачів їх визначають як трифазні навантаження тієї ж потужності. При перевищенні вказаних меж нерівномірності розрахункові навантаження приймаються рівними потрібному значенню найбільш завантаженої фази. Середні навантаження за найбільш завантаженою зміну від однофазних електроприймачів визначають аналогічно трифазним. Навантаження розподіляються по фазах з нерівномірністю яка визначається величиною нерівномірності (H) За величиною нерівномірності навантаження визначають розрахункові формули для подальших розрахунків.

Нерівномірність навантаження між фазами (для вузла) знаходять як відношення різниці між найбільш та найменш завантажених фаз до навантаження найменш завантаженої фази у %:

$$H = \frac{P_{ф.нб} - P_{ф.нм}}{P_{ф.нм}} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

де $P_{ф.нб}$, $P_{ф.нм}$ – потужність найбільш та найменш завантаженої фази, кВт.

Для магістралі або живлячої лінії з однофазним та трифазним навантаженням:

$$H = \frac{P_{ф.нб}}{P_{ф.нм} + \frac{\sum P_n}{3}} \cdot 100\%, \quad (9.2)$$

де $\sum P_n$ – загальне трифазне навантаження даного вузла.

В залежності від нерівномірності навантаження та схеми підключенні електроприймачів виконується перерахунок потужностей.

а) **Однофазні електроприймачі**, що включені на фазні та міжфазні напруги та розподілені по фазам з нерівномірністю не вище 15% ($H \leq 15\%$), враховуються як трифазні тієї ж сумарної потужності (сума всіх однофазних навантажень).

б) При $H > 15\%$ та включенні на **фазну** напругу (тривалий режим):

$$P_y^{(3)} = 3 \cdot P_{нб.ф}^{(1)}, \quad (9.3)$$

де $P_y^{(3)}$ – умовна приведена трифазна потужність, кВт; $P_{нб.ф}^{(1)}$ – однофазне навантаження найбільш завантаженої фази, кВт.

в) При $H > 15\%$ та включенні на **лінійну напругу** (тривалий режим):

- для одного електроприймача:

$$P_y^{(3)} = \sqrt{3} \cdot P_{нб.ф}^{(1)}; \quad (9.4)$$

- для декількох електроприймачів:

$$P_y^{(3)} = 3 \cdot P_{нб.ф}^{(1)}. \quad (9.5)$$

Примітка. Розрахунок електроприймачів повторно-короткочасного режиму роботи проводиться після приведення до тривалого режиму.

г) При $H > 15\%$ та включенні на **фазну** напругу (повторно-короткочасний режим):

$$P_{номі} = S_{номі} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_i, \quad (9.6)$$

де $S_{номі}$ – паспортна потужність електроприймача, кВА;

$P_{номі}$ – номінальна потужність максимально навантаженої фази, кВт;

$ПВ$ – тривалість включення споживача.

При включенні однофазних навантажень на фазну напругу навантаження кожної фази визначається сумою всіх підключених навантажень на цій фазі (рис. 9.1, а).

д) При $H > 15\%$ та включенні на **лінійну** напругу (повторно-короткочасний режим):

При включенні на лінійну напругу навантаження окремих фаз однофазних електроприймачів визначаються як напівсуми двох плечей, що прилягають до даної (рис. 9.1, б):

$$P_A = \frac{P_{AC} + P_{AB}}{2}, \quad (9.7)$$

$$P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2}, \quad (9.8)$$

$$P_C = \frac{P_{BC} + P_{AC}}{2}. \quad (9.9)$$

З отриманих результатів обирається найбільше значення $P_{\phi, \text{нб}}$.

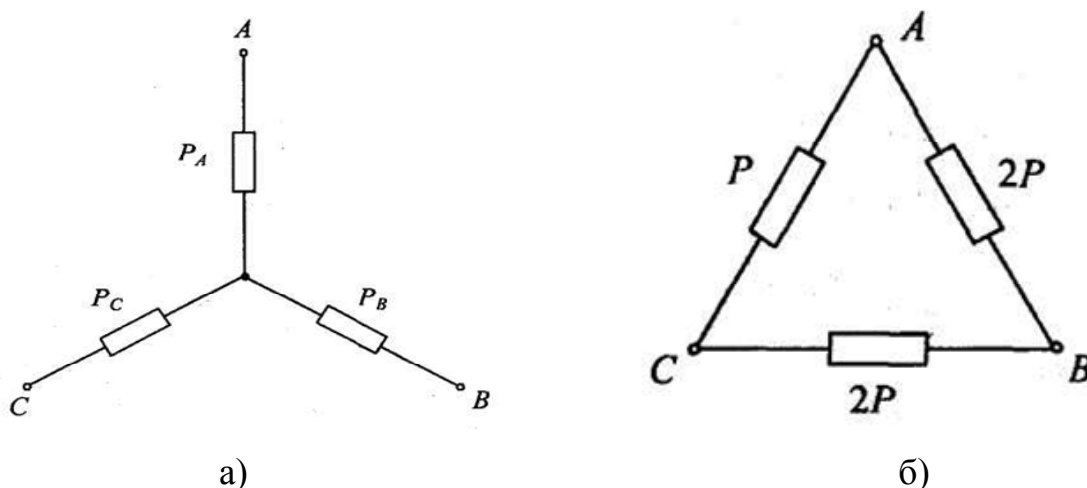


Рис. 9.1. Розрахункові схеми включення однофазних навантажень: а – на фазну напругу; б – на лінійну напругу.

Максимальне навантаження однофазних електроприймачів при їх кількості більше трьох та однакових K_{ϕ} та $\cos \varphi$, що включені на фазну або лінійну напругу:

$$P_M = 3 \cdot K_{\phi} \cdot K_M \cdot P_{\text{н.м.ф.}} \quad (9.10)$$

Величина n_e для однофазних навантажень даного розрахункового вузла:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_{\text{н.о.}}}{3 \cdot P_{\text{н.о.макс}}} \quad (9.11)$$

де $P_{H.O.}$ та $P_{H.O.MAX}$ – відповідно номінальна потужність однофазного електроприймача відповідно одного та найбільшого у вузлі.

Визначення навантаження однофазних ЕП при їх кількості більше трьох і різних K_e та $\cos\varphi$ зводиться до наступного. Всі однофазні ЕП, включені на фазну та лінійну напругу, розділяють по можливості рівномірно між фазами. Середнє навантаження для найбільш навантаженої зміни по окремих фазах отримується підсумовуванням середніх однофазних навантажень даної фази і груп однофазних навантажень з однаковими K_e та $\cos\varphi$, включеними на лінійну напругу з відповідним приведенням цих навантажень до навантаження одної фази та фазної напруги.

9.2. Методика виконання завдань

1. Визначаємо нерівномірність однофазних навантажень за формулою (9.1) або (9.2) та встановлюємо режим роботи (тривалий або короткочасний).

2. У випадку тривалого режиму у відповідності до схеми підключення навантажень (на фазну чи лінійну напругу) визначаємо умовну приведену потужність фаз:

- за формулою (9.3) при включенні на фазну напругу при тривалому режимі;
- за формулами (9.4)-(9.5) при включенні на лінійні напруги при тривалому режимі;

3. У випадку повторно-короткочасного режиму визначаємо приведену до тривалого режиму потужність за формулою (9.6).

4. Для повторно короткочасного режиму за формулами (9.7)-(9.9) при включенні на лінійні напруги при тривалому режимі (використовуються значення приведених до тривалого режиму потужностей). Обираємо найбільш завантаженому фазу та визначаємо умовну трифазну номінальну потужність.

9.3. Приклад виконання розрахунків

Задача 9.1. Три однофазних зварювальних трансформатори наведеними нижче паспортними даними включені на лінійну напругу 380 В. Визначити умовну трифазну номінальну потужність $P_{ном.у}$, якщо:

$$S_1 = 80 \text{ кВА}; ПВ1 = 50\%; \cos \varphi_1 = 0,5;$$

$$S_2 = 30 \text{ кВА}; ПВ2 = 65\%; \cos \varphi_2 = 0,53;$$

$$S_3 = 32 \text{ кВА}; ПВ3 = 65\%; \cos \varphi_3 = 0,54.$$

Розв'язок

1. Оскільки задано повторно-короткочасний режим роботи, то виконуємо приведення потужностей до тривалого режиму роботи за формулою (9.6):

$$P_{номі} = S_{номі} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_i,$$

$$P_1 = 80 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,5 = 28 \text{ кВт},$$

$$P_2 = 30 \cdot \sqrt{0,65} \cdot 0,53 = 13 \text{ кВт},$$

$$P_3 = 32 \cdot \sqrt{0,65} \cdot 0,54 = 14 \text{ кВт}.$$

2. Для включення на лінійну напругу визначаємо навантаження окремих фаз за формулами (9.7)-(9.9):

$$P_A = \frac{P_{AC} + P_{AB}}{2} = \frac{28 + 14}{2} = 21 \text{ кВт},$$

$$P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2} = \frac{28 + 13}{2} = 20,5 \text{ кВт},$$

$$P_C = \frac{P_{BC} + P_{AC}}{2} = \frac{14 + 13}{2} = 13,5 \text{ кВт}.$$

3. Визначаємо нерівномірність однофазних навантажень за формулою (9.1):

$$H = \frac{P_{ф.нб} - P_{ф.нм}}{P_{ф.нм}} \cdot 100\% = \frac{21 - 13,5}{13,5} \cdot 100\% = 55,5\%.$$

4. Обираємо фазу з найбільшим навантаженням та визначаємо приведену умовну потужність за формулою (9.5) враховуючи розраховану нерівномірність. Найбільш завантаженою фазою за результатами розрахунків є фаза А, тому

$$P_y^{(3)} = 3 \cdot P_{нб.ф.}^{(1)} = 3 \cdot 21 = 63 \text{ кВт.}$$

9.4. Контрольні завдання

Визначити умовну трифазну номінальну потужність $P_{ном.у}$ для трьох однофазних електроприймачів, що працюють у повторно-короткочасному режимі, які включені на лінійну напругу 380 В. Потужності електроприймачів та інформація про режим роботи наведена в таблиці 9.1 за варіантом.

Таблиця 9.1. Характеристики однофазних електроприймачів

Варіант	$S_1/\cos \varphi_1$	ПВ1	$S_2/\cos \varphi_2$	ПВ2	$S_3/\cos \varphi_3$	ПВ3
1	90/0,45	50	60/0,52	45	38/0,65	35
2	80/0,55	52	50/0,54	55	55/0,58	45
3	82/0,69	48	47/0,6	46	64/0,81	49
4	94/0,53	60	41/0,75	40	35/0,55	40
5	75/0,85	55	40/0,5	65	47/0,55	45

ЛІТЕРАТУРА

1. І. С. Рябенко, О. В. Мейта. Проектування електропостачання та електрообладнання машин і установок енергоємних виробництв: Курсове та дипломне проектування виробництв [Електронний ресурс] : підручник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізацій «Електромеханічні та мехатронні системи геотехнічних виробництв» та «Електромеханічні системи автоматизації та електропривод» – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 244 с.

2. І. С. Рябенко, С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Електрообладнання та електропостачання машин і установок геотехнічних виробництв [Електронний ресурс] : підручник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Електромеханічні та мехатронні системи геотехнічних виробництв» – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 613 с.

3. Електрообладнання і електропостачання машин і установок гірничого виробництва [Електронний ресурс]: метод. вказівки до виконання лабораторних робіт для студентів напряму підготовки 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (спеціалізації "Електромеханічні та мехатронні системи енергоємних виробництв" та "Інжиніринг автоматизованих електротехнічних комплексів") / Уклад.: І. С. Рябенко, М. П. Осадчук – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2017. – 111 с.