

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ**  
**Національний університет «Запорізька політехніка»**

## **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

**до виконання курсового проекту з дисципліни**  
**«Електричні системи та мережі»**  
для студентів спеціальності

141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма Енергетичний менеджмент  
денної форми навчання

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма Енергетичний менеджмент денної форми навчання / Укл.: К.О.Братковська – Запоріжжя, НУ «Запорізька політехніка», 2022. – 56 с.

Рекомендовано до видання НМО спеціальності як методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма Енергетичний менеджмент денної форми навчання

Укладач: К.О.Братковська, доцент, канд.екон.наук

Рецензент О.М.Климко, доцент, канд.техн.наук

Відповідальний за випуск О.А.Шрам, доцент, канд.техн.наук

Затверджено  
на засіданні кафедри  
«Електропостачання  
промислових підприємств»  
Протокол № 9  
від «24» грудня 2021 р.

Рекомендовано до видання  
НМК електротехнічного  
факультету  
Протокол № 7  
від «23» червня 2022р.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ЗМІСТ .....   | 3  |
| 1 МЕТА І ЗАВДАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ .....   | 4  |
| 2 ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТ .....  | 5  |
| 3 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ВКАЗІВКИ .....  | 6  |
| 4 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗДІЛІВ<br>КУРСОВОГО ПРОЕКТУ .....   | 7  |
| 4.1 Коротка характеристика району та споживачів<br>електроенергії.....  | 7  |
| 4.2 Вибір схеми електричної мережі. Приблизне визначення<br>потоків потужності .....                            | 7  |
| 4.3 Вибір номінальних напруг елементів мережі .....   | 12 |
| 4.4 Вибір перерізів проводів повітряних ліній .....   | 15 |
| 4.5 Баланс реактивної потужності в мережі.....  | 16 |
| 4.6 Вибір трансформаторів .....   | 21 |
| 4.7 Техніко-економічне порівняння схем мережі .....   | 23 |
| 4.8 Визначення параметрів режиму електричної мережі у<br>розрахункових режимах .....                            | 30 |
| 4.9 Регулювання напруги на підстанціях споживачів .....   | 32 |
| 4.10 Розробка головної схеми підстанції.....  | 35 |
| 4.11 Основні техніко-економічні показники мережі.....   | 38 |
| 4.12 Розробка та обґрунтування заходів для зниження втрат<br>електричної енергії в мережі при її передачі ..... | 40 |
| 5 ОФОРМЛЕННЯ МАТЕРІАЛІВ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ .....   | 41 |
| РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА.....   | 44 |
| Додаток А Титульний аркуш до курсового проекту .....  | 46 |
| Додаток Б Завдання до курсового проекту .....   | 46 |
| Додаток В Довідникова інформація.....   | 49 |
| Додаток Г Вихідні дані для комп'ютерного розрахунку .....   | 53 |

## 1 МЕТА І ЗАВДАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Курсовий проект – це підсумкова самостійна робота з дисципліни «Електричні системи та мережі». Основна його мета – сприяти закріпленню, поглибленню та систематизації знань студентів, отриманих на лекціях та лабораторних заняттях, а також при вивченні суміжних дисциплін. У процесі проектування студенти повинні навчитися самостійно вирішувати технічні, економічні та інші задачі, набути навичок самостійної творчої роботи.

Завданням курсового проекту є вибір оптимального варіанта схеми електричної мережі напругою 35-220 кВ і схем електричних з'єднань підстанцій, визначення параметрів режиму мережі у трьох розрахункових режимах, вибір коефіцієнтів трансформації трансформаторів для отримання бажаних напруг на шинах усіх підстанцій у розрахункових режимах та техніко-економічне обґрунтування заходів для зниження втрат електричної енергії в мережі при її передачі.

У процесі проектування студенти повинні оволодіти засобами аналізу і синтезу структур і топології електричних мереж, моделювання усталених і післяаварійних режимів, знаннями новітніх методів, засобів і способів формування керуючих впливів на режими роботи систем з метою вибору оптимальної стратегії управління режимами виробництва, передавання, перетворення і розподілу електричної енергії, можливістю розробки і впровадження в практику експлуатації засобів удосконалення цього процесу, дієвими засобами зниження технологічних втрат енергії в елементах електричної системи.

Ці навички і уміння дозволять молодому спеціалісту активно брати участь в розв'язанні проблем оптимального управління і регулювання режимів роботи електричних мереж і систем, в синтезі оптимальних схем побудови конфігурації електричної мережі, виборі оптимальних режимів роботи силового обладнання мережі.

## 2 ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТ

Завдання на проект розташовується після титульної сторінки (додаток А) і наведено в додатку Б.

В завданні на проектування наводяться:

- географічне розташування пунктів живлення та споживання;
- район спорудження мережі;
- дані про споживачів;
- відомості про джерело живлення;
- час використання найбільшого навантаження  $T_{\max}$ (год/рік);
- вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;
- завдання для поглибленої розробки.

Орієнтовний об'єм розділів та терміни їх виконання зазначаються викладачем у завданні.

### 3 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ВКАЗІВКИ

Задачі, які поставлені при проектуванні електричної мережі, в більшості випадків не мають однозначного рішення. Вибір оптимального варіанта електричної мережі включає проектування технічних об'єктів, виконання техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень; застосовуванні сучасних методів аналізу і розрахунку електричних мереж різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу, розв'язання основних передпроектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проектування і експлуатації електричних мереж і систем різних класів номінальної напруги, і виконується не тільки шляхом теоретичних розрахунків, а також на основі технічних міркувань та професійного досвіду проєктанта.

Курсовий проєкт містить такі розділи:

- 1 Коротка характеристика району та споживачів електроенергії
- 2 Вимоги щодо забезпечення надійності електропостачання споживачів. Приблизне визначення потоків потужності у схемах електричної мережі
- 3 Вибір номінальної напруги ліній мережі
- 4 Вибір поперечних перерізів проводів ліній мереж та перевірка вибраних перерізів проводів за умови втрат на корону і за тривало допустимим струмом
- 5 Перевірка балансу реактивної потужності у запропонованих для проектування схемах електричних мереж
- 6 Вибір трансформаторів (автотрансформаторів)
- 7 Техніко-економічне порівняння схем мережі
- 8 Визначення параметрів режиму електричної мережі у розрахункових режимах
- 9 Вибір коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів для отримання бажаних напруг на шинах усіх підстанцій у розрахункових режимах
- 10 Розробка головної схеми підстанції
- 11 Техніко-економічні показники електричної мережі
- 12 Розробка та обґрунтування заходів для зниження втрат електричної енергії в мережі при її передачі
- 13 Завдання для поглибленої розробки

## **4 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗДІЛІВ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ**

### **4.1 Коротка характеристика району та споживачів електроенергії**

Відомо, що з техніко-економічних міркувань всі електростанції, які розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги.

Тому в даному розділі доцільно навести дані про клімат і географічне розташування пунктів живлення та споживання [1, 2].

Необхідно вирішити, якими лініями виконується мережа: повітряними чи кабельними. Якщо нема ніяких обмежень (умови міста, близькість аеродрому, тощо), то ефективніше виконувати мережу повітряними лініями.

Враховуючи, що вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії, доцільно обґрунтувати конструктивне виконання (кількість ланцюгів) ліній електропередавання та кількість трансформаторів на підстанціях.

### **4.2 Вибір схеми електричної мережі. Приблизне визначення потоків потужності**

З урахуванням викладеного рекомендується керуватися такими положеннями:

Електроприймачі 1-ї категорії живляться не менш ніж двома лініями. Віддавати перевагу слід схемам, в яких лінії виконуються на окремих опорах (або кожна підстанція живиться двома ланцюгами, підвішеними на опорах різних дволанцюгових повітряних ліній).

Вибір оптимального варіанта схеми мережі – результат творчої роботи проєктувальника. Після ретельного аналізу досить розглянути 5-6 схем.

Схеми електричних мереж повинні з найменшими витратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, якість електроенергії у споживачів, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі та підімкнення нових споживачів.

Вибір тих чи інших схем електричної мережі залежить від довжини ліній та потужності, яка ними передається, географічного розташування, характеру споживачів електроенергії, які живляться від мережі, та вимог, які висуваються ними у відношенні надійності електропостачання.

Довжина ліній ділянок електричної мережі визначається, враховуючи неоднорідність рельєфу місцевості:

$$l_{\phi i} = 1,1 \cdot l_i \cdot m \quad (4.1)$$

де  $l_i$  – довжина ліній за завданням, см;

$m$  – масштаб.

Згідно «ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок» [1] електроприймачі 1-ї категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервувальних джерел живлення і перерва їх електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення. Для електроприймачів 2-ї категорії допустимі перерви електропостачання на час, потрібний для вмикання резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Допускається живлення електроприймачів 2-ї категорії однією ПЛ, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Електроприймачі 3-ї категорії можуть житися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, потрібні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують однієї доби.

Схеми з'єднань електрообладнання підстанцій повинні бути узгоджені зі схемами з'єднань ліній мережі і повинні задовольняти вимогам надійності та економічності мережі в цілому. Основні принципи та критерії побудови схем електричних мереж та підстанцій



викладені у [2], там же наведені базові схеми РП-35-750кВ та сфери їх застосування.

При виборі найбільш економічного варіанта схеми мережі рекомендується розділити приймальні пункти на такі, що розташовані порівняно недалеко один від одного (чи від пунктів живлення) і на взаємовіддалені. Це дає можливість виділити пункти, які доцільно об'єднати однією замкненою схемою і подавати живлення окремо від решти.

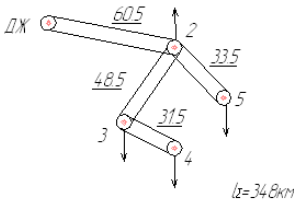
При виборі варіанта схеми доцільно приблизно оцінювати потужність кожної окремої лінії мережі і найбільші втрати напруги в нормальному та післяаварійному режимах при максимальних навантаженнях. Найбільш економічна схема (із технічно допустимих) та, в якій достатньо завантажені всі лінії. Наявність незавантажених, резервних ліній, свідчить про те, що варіант невдалий.

Розробку варіантів починати з найбільш простих схем з найменшою кількістю ліній та електроустаткування підстанцій. Це лінії магістрального типу, прості замкнуті мережі з одноланцюговими лініями на всіх ділянках і т.п.

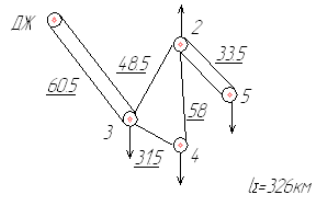
Найбільш складні та дорогі схеми мереж слід використовувати в тих випадках, коли більш прості схеми не задовольняють технічним вимогам і критеріям (наприклад при завищеній площі перерізу проводів, необхідній за умови тривало допустимого струму, при недопустимих втратах напруги і т.д.).

Передача електроенергії від джерела живлення мережі до пунктів її споживання повинна здійснюватися за найбільш коротким шляхом.

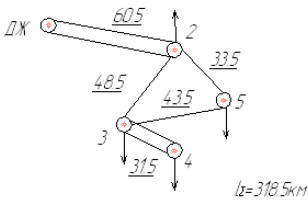
В загальному випадку необхідно вивчити доцільність побудови схеми мережі у вигляді магістральної, магістрально-радіальної чи простої замкнутої. Ці схеми мають різні технічні та техніко-економічні показники, тому повинні бути розглянуті різні варіанти. Можливі варіанти схем мережі зображені на рис.4.1.



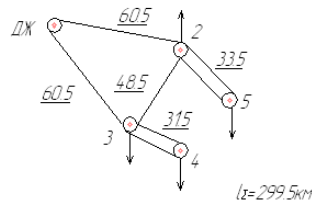
Варіант №1



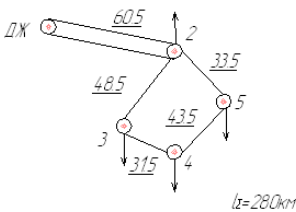
Варіант №2



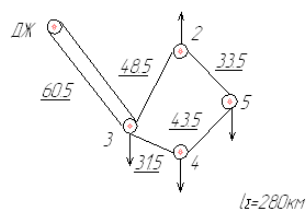
Варіант №3



Варіант №4



Варіант №5



Варіант №6

Рисунок 4.1- Можливі варіанти схем розвитку електричної мережі

Визначення попереднього поточкорозподілу потужності в кожному з намічених варіантів виконується при наступних припущеннях:

1) В розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторної підстанції, тобто приймається, що в трансформаторах відсутні втрати потужності, не враховуються ємнісні потужності ліній.

2) Замкнуті мережі вважаються однорідними, що дає можливість визначати потекорозподіл на ділянках мережі за довжиною ліній (з урахуванням нелінійності траси).

В завданні наводиться найбільше зимове навантаження  $P$ , МВт, пунктів споживання електроенергії, що дозволяє визначати активну потужність ліній мережі.

Для розімкнутої схеми мережі (рис. 4.2) при приблизних розрахунках на першому етапі проектування (якщо не враховувати втрати потужності в мережі), потужності, які передаються одною ланкою лінії, знаходять таким чином:

$$P_{01}=(P_1+P_2+P_3)/2 \quad P_{12}=(P_2+P_3)/2 \quad P_{23}=P_3/2 \quad (4.2)$$

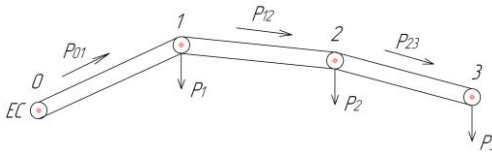


Рисунок 4.2 – Схема розімкнутої мережі

При визначенні потоків потужності ліній замкнутої мережі її умовно зображують як лінію з двостороннім живленням, де  $U_A=U_B$ .

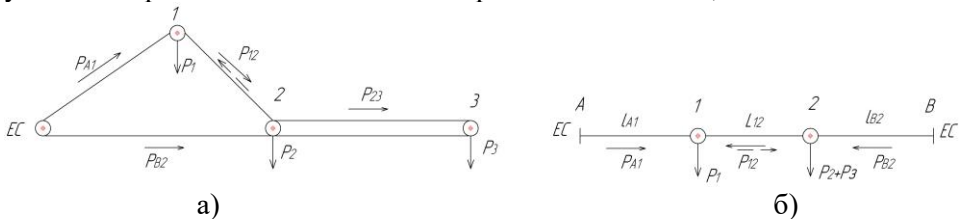


Рисунок 4.3 – Схема замкнутої мережі  
а) проста; б) розгорнута

Потужності  $P_{A1}$  та  $P_{B2}$  на головних лініях мережі можуть бути визначені за формулами [2- 6]:

$$P_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{Bi}}{l_{AB}}, \quad (4.3)$$

$$P_{B2} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{Ai}}{l_{AB}}, \quad (4.4)$$

де  $P_i$  – розрахунква активна потужність вузлів контуру;

$l_{Ai}$ ,  $l_{Bi}$  – довжина ліній від вузлів А або В відповідно до і-го пункту мережі;

$l_{AB}$  – сумарна довжина ліній контуру.

Для схеми, зображеної на рис.4.2:

$$P_{A1} = \frac{P_1 \cdot (l_{12} + l_{B2}) + (P_2 + P_3) \cdot l_{B2}}{l_{A1} + l_{12} + l_{B2}};$$

$$P_{B2} = \frac{P_1 \cdot l_{A1} + (P_2 + P_3) \cdot (l_{A1} + l_{12})}{l_{A1} + l_{12} + l_{B2}}.$$

Потужність  $P_{12}$  визначається за умовою балансу потужності  $\sum P = 0$  для вузла 1 чи 2.

### 4.3 Вибір номінальних напруг елементів мережі

Вибір номінальних напруг елементів електричної мережі є техніко-економічною задачею і повинен здійснюватися разом з

вибором схеми мережі для розглянутих варіантів, які задовольняють умовам завантаженості ліній.

При виборі напруг елементів мережі необхідно орієнтуватися тільки на значення номінальних напруг (табл. В.1).

Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ.

Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятою для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки лініями електропередавання саме цієї напруги.

Економічно доцільна номінальна напруга залежить від багатьох факторів: потужності навантаження, віддалення його від джерел живлення, від вибраної схеми електричної мережі, способів регулювання напруги. Номінальну напругу при наближених розрахунках можна визначити одним з таких методів:

- а) за формулами;
- б) за кривими  $U=f(P,l)$  [2];
- в) за пропускнуою спроможністю (табл. В.2).

При наближених розрахунках для визначення найвигіднішої напруги лінії  $U$ , кВ, можна скористатися формулою Г.А. Ілларіонова [2]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (4.5)$$

де  $l$  – довжина лінії, км.;

$P$  – активна потужність, яка передається однією ланкою лінії, МВт.

Наведена формула дає позитивні результати для всієї шкали номінальних напруг змінного струму у діапазоні від 35 до 1150 кВ.

При довжині ліній до 250 км і потужності, що передається, до 60 МВт, можна скористатися формулою Стілла [3]:

$$U = 4,34 \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (4.6)$$

На сьогодні у складі Об'єднаної енергосистеми України паралельно функціонують електричні мережі різних класів номінальної напруги різного призначення.

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільчих мереж. Найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використання номінальної напруги 6 кВ для створення нових розподільчих мереж, а існуючі мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ.

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільчих мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільчих електричних мереж загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних електричних мереж використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворювальних мереж магістральних ліній електропередавання для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Бажано також, щоб лінії замкненої мережі мали однакові номінальні напруги, що дозволяє при відповідному виборі забезпечити необхідну пропускну спроможність інших ділянок мережі при виході з ладу однієї з ліній.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускну спроможності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ[3].

#### 4.4 Вибір перерізів проводів повітряних ліній

Критерієм для вибору перерізу проводів повітряних та кабельних ліній є мінімум зведених витрат. У практиці проектування ліній масового будівництва вибір перерізу проводів звичайно виконується за нормованими узагальненими показниками. Як такий показник при проектуванні повітряних ліній 35-500 кВ можуть використовуватися економічні інтервали за потужністю.

Вибраний переріз проводів повинен бути перевірений за нагрівом при допустимому навантаженні струмом  $I_{\text{дон}}$  або за допустимою потужністю  $P_{\text{дон}}$  (табл.В.3).

Найбільший струм  $I_{\text{max}}$  (найбільша потужність  $P_{\text{max}}$ ) у вітці звичайно визначаються для післяаварійного стану мережі при максимальних навантаженнях у вузлах, коли для вітки, яка розглядається, створюються найбільш важкі умови роботи. Для вибраного перерізу проводу повинна виконуватися умова:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}} (P_{\text{max}} \leq P_{\text{дон}}). \quad (4.7)$$

Перевірці за умов втрат на корону підлягають повітряні лінії 110кВ та вище, що прокладаються на трасах з відмітками вище 1500м над рівнем моря.

При більш низьких відмітках перевірка не проводиться, оскільки економічні інтервали струмів та потужностей розраховані для перерізів, рівних або більших мінімально допустимих за умов втрат на корону. Мінімальні перерізи проводів: для ПЛ 110 кВ – АС-70/11, для ПЛ 150 кВ – АС-120/19, для ПЛ 220 кВ – АС-240/39, для ПЛ 330 кВ – 2хАС-240/32, для ПЛ 500 кВ – 3хАС-300/66, для ПЛ 750 кВ – 4хАС-400/93 або 5хАС-240/56.

Перевірці за допустимими втратами та відхиленнями напруги ПЛ 35 кВ та вище не підлягають, через те що підвищення рівня напруги шляхом збільшення перерізу проводів таких ліній у порівнянні із застосуванням трансформаторів з РПН або засобів компенсації реактивної потужності економічно не виправдовується [2].

При виконанні курсового проекту площу перерізів проводів можна вибрати за економічною густиною струму  $j_e$ . Рекомендовані ПУЕ значення економічної густини струму для алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів, А/мм<sup>2</sup>, надаються в табл.В.5.

Площа перерізу проводів ліній електропередавання за економічною густиною струму:

$$F_e = I/j_e \quad (4.8)$$

де  $I$  – розрахунковий струм лінії в нормальному режимі максимального навантаження, А.

Площа перерізу, одержана в результаті розрахунку, приймається рівною найближчому стандартному значенню і перевіряється за нагрівом при допустимому навантаженні струмом  $I_{дон}$  у післяаварійному режимі і за умов втрат на корону.

При попередніх розрахунках можна вважати, що задовільний рівень напруги на знижувальних підстанціях можна отримати, якщо в нормальному режимі мережі однієї напруги втрати напруги не перевищують 15%, а в післяаварійних – (20-25)%.

Втрати напруги визначаються за формулою:

$$\Delta U_i = \frac{P \cdot l \cdot r_o + Q \cdot l \cdot x_o}{U_{ном}} \quad (4.9)$$

де  $P, Q$  – активна та реактивна потужності, що передаються, однією ланкою мережі відповідно, МВт, Мвар;

$r_o, x_o$  – активний та реактивний опори лінії мережі, Ом/км;

$l$  - довжина лінії, км;

$U_{ном}$  - номінальна напруга лінії, кВ.

#### 4.5 Баланс реактивної потужності в мережі

При курсовому проектуванні баланс активної потужності в мережі не розглядається. Приймається, що електрична станція або



система цілком забезпечує потребу в активній потужності. Встановлена активна потужність генераторів на електростанціях  $P_{EC}$  мережі може бути наближено визначена за сумарним активним навантаженням у пунктах споживання енергії, 10 % резерву та 6-8 % втрат активної потужності в мережі з декількома трансформаціями, тобто  $P_{EC} = 1,18P_{НС}$ .

Величина активної та реактивної потужності навантаження залежить від напруги на затискачах споживачів електроенергії і від частоти змінного струму мережі. При аналізі умов роботи не всієї системи в цілому, а лише електричної мережі, яка є елементом електричної системи, приймається, що баланс активної потужності забезпечений і в усталених режимах роботи частота змінного струму дорівнює 50 Гц. При цьому до уваги повинні прийматися статичні характеристики навантаження та джерел лише за напругою. При нестачі наявної реактивної потужності спостерігається зниження напруги в мережі. Це зниження відбувається автоматично і ніяким регулюванням коефіцієнтів трансформації не може бути змінено. Складання балансу реактивної потужності дозволяє встановити відповідність між потужністю, необхідною для здійснення того чи іншого режиму мережі, і потужністю існуючих та встановлюваних джерел.

Баланс реактивної потужності при проектуванні електричних мереж складається у два етапи.

На першому етапі визначається загальне споживання реактивної потужності у системі і оцінюється необхідна величина потужності компенсуючих пристроїв, які встановлюються. Результатом першого етапу є вихідні дані (розрахункові навантаження точок мережі) для розрахунків нормальних та аварійних режимів, а також для техніко-економічних розрахунків при виборі оптимального розміщення компенсуючих пристроїв та уточнення їх сумарної потужності.

На другому етапі складається остаточний варіант балансу реактивної потужності.

При курсовому проектуванні складання балансу реактивної потужності повинно зводитися до того, щоб забезпечити сприятливі умови роботи електромережі. У відповідності з принципом зустрічного регулювання напруги доцільно підтримувати на шинах СН та НН усіх підстанцій мережі такі рівні напруги:  $(1,05-1,08)U_{ном}$  в режимі максимальних навантажень,  $U_{ном}$  – в режимі мінімальних

навантажень. Для післяаварійних схем мережі при максимальних навантаженнях напруга на шинах СН та НН усіх підстанцій не повинна бути нижче  $U_{ном}$  (бажано мати більше ніж  $U_{ном}$ ).

Основними складовими витратної частини балансу реактивної потужності є реактивне навантаження споживачів  $\sum Q_H$ , втрати в трансформаторах  $\sum \Delta Q_T$  та лініях електропередавання  $\sum \Delta Q_L$ :

$$Q_{вим} = \sum Q_H + \sum \Delta Q_T + \sum \Delta Q_L. \quad (4.10)$$

Баланс реактивної потужності складається, як правило, для режиму максимальних навантажень енергосистеми в цілому. Реактивна складова навантаження споживачів  $Q_H = P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi_H$ .

Втрати реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах визначаються за їх параметрами [2-6] та за очікуваним завантаженням [2]. При наближених оціночних розрахунках можна визначити втрати реактивної потужності у двообмоткових та триобмоткових трансформаторах за залежностями, які зображені на рис. 5-12 та рис. 5-13 відповідно у [7]. Орієнтовно втрати реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах при кожній трансформації складають 8-12 %.

Для оцінки втрат реактивної потужності в трансформаторах необхідно визначити можливу кількість трансформацій потужності навантаження кожного із пунктів. Якщо розрахунок балансу реактивної потужності виконується виходячи із заданого коефіцієнта потужності генераторів електричної системи, то необхідно враховувати втрати реактивної потужності при трансформації як на електричних станціях, так і на знижувальних підстанціях району. При наближених розрахунках можна прийняти:

$$\Delta Q_T \approx 0,1 \cdot m \cdot S_H \quad (4.11)$$

де  $m$  – кількість трансформацій;

$S_H$  – потужність навантаження підстанції в режимі максимального навантаження.

Втрати реактивної потужності в лініях електропередавання також визначаються за їх параметрами та за очікуваним

завантаженням. На першому етапі складання балансу втрати реактивної потужності у лініях електропередавання оцінюються за середньою довжиною та середнім завантаженням ліній. При курсовому проектуванні для попередньої оцінки можна прийняти, що втрати реактивної потужності у лініях 35-110кВ складають  $0,09 P_L$  та  $0,15 P_L$  у лініях 220 кВ і вище.

У прибутковій частині балансу реактивної потужності враховується:

1) наявна реактивна потужність генераторів електростанцій  $Q_{EC}$ , виходячи з коефіцієнтів реактивної потужності  $tg \varphi_e$  існуючих та передбачених для встановлення генераторів; при відсутності відповідних даних ці значення можна прийняти рівними у відповідності з заданим  $tg \varphi_{дож}$ :

$$Q_{EC} = 1,08 \sum P_H \cdot tg \varphi_{дож}; \quad (4.12)$$

2) зарядна потужність повітряної лінії  $Q_C$ : при курсовому проектуванні можна прийняти при наближених розрахунках на першому етапі, що на кожні 100км одно ланцюгових ліній зарядна реактивна потужність складає при напрузі 110кВ – 3,0-3,5 Мвар, при 150 кВ – 5,5-6,1 Мвар, при 220 кВ – 13,0-14,0 Мвар, при 330 кВ – 40,6-42 Мвар, при 500кВ – 91-99 Мвар, при 750кВ – 211-232 Мвар;

3) потужність компенсуючих пристроїв  $Q_{КП}$ : величина потужності компенсуючих пристроїв визначається за умов забезпечення балансу реактивної потужності в електричній мережі. Таким чином:

$$Q_{EC} + \sum Q_C + Q_{КП} \geq \sum Q_H + \sum \Delta Q_T + \sum \Delta Q_L \quad (4.13)$$

$$Q_{КП} = \sum Q_H + \sum \Delta Q_T + \sum \Delta Q_L - Q_{EC} - \sum Q_C \quad (4.14)$$

Якщо сумарна потужність компенсуючих пристроїв відома, то тангенс кута компенсації визначають таким чином:

$$tg \varphi_K = (\sum Q_H - Q_{КП}) / \sum P_H \quad (4.15)$$

де  $\Sigma P_H$  – сумарна активна потужність навантаження мережі.

Реактивна потужність компенсуючих пристроїв на кожній підстанції:

$$Q_{кпi} = P_{Hi}(tg \varphi_{Hi} - tg \varphi_K) \quad (4.16)$$

де  $P_{Hi}$  – активна потужність  $i$ -ї підстанції в режимі максимального навантаження;

$tg \varphi_{Hi}$  – кут зсуву фаз на даній підстанції до встановлення компенсуючих пристроїв в режимі максимального навантаження.

Загальна потужність кожної підстанції після встановлення пристроїв для компенсації реактивної потужності:

$$S_{Hi} = P_{Hi} + j(Q_{Hi} - Q_{кпi}) \quad (4.17)$$

Результати розрахунків і вибору компенсуючих пристроїв слід помістити в табл.4.1.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунків і вибору компенсуючих пристроїв

| ПС | Потрібна потужність $Q_{кпi}$ , МВар | Параметри компенсуючого пристрою |                  |                |               |
|----|--------------------------------------|----------------------------------|------------------|----------------|---------------|
|    |                                      | Тип                              | Потужність, МВар | $U_{НОМ}$ , кВ | Кількість, шт |
| 2  |                                      |                                  |                  |                |               |
| 3  |                                      |                                  |                  |                |               |
| 4  |                                      |                                  |                  |                |               |
| 5  |                                      |                                  |                  |                |               |
| 6  |                                      |                                  |                  |                |               |

Попередній вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв в мережі, що проектується, можна виконувати до вибору площі перерізу проводів ліній, бо компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повного навантаження підстанцій, а отже і на вибрані номінальні потужності трансформаторів, площі перерізу проводів ліній, втрати напруги, потужності та енергії в мережі. Крім того, вибір потужності

компенсуючих пристроїв і розміщення їх на підстанціях мережі впливає на правильність вибору раціональної номінальної напруги схеми мережі, що проектується, отже і на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схем мережі. Компенсація реактивної потужності є ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем, підвищення якості електроенергії.

#### 4.6 Вибір трансформаторів

На підстанціях електричної мережі, як правило, встановлюється два трансформатори (автотрансформатори). Встановлення більшої кількості трансформаторів допускається тільки в особливих випадках при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні. При встановленні двох трансформаторів (автотрансформаторів) потужність кожного з них  $S_T$  вибирається згідно з виразом:

$$S_T = 0,7 \cdot S_{max} \quad (4.17)$$

де  $S_{max}$  – сумарна максимальна потужність підстанції. При цьому враховується, що при аварійному виході з ладу одного трансформатора той, що залишився, повинен забезпечити нормальне навантаження підстанції з урахуванням допустимого перевантаження трансформатора ( $K_3^{ПАР} \leq 1,4$ );

$$S_{max i} = P_{ni} + j(Q_{ni} - Q_{кни}) \quad (4.18)$$

Застосування однострансформаторних підстанцій допускається:

- як перший етап спорудження двотрансформаторних підстанцій при поступовому зростанні навантаження; при цьому повинно бути забезпечене резервування електропостачання споживачів за мережами вторинної напруги;

- для живлення невідповідальних споживачів, які допускають припинення електропостачання на час, необхідний для заміни пошкодженого трансформатора.

Встановлення на підстанції більше двох трансформаторів (автотрансформаторів) здійснюється у таких випадках:

- якщо з техніко-економічних міркувань доцільно використовувати на підстанції дві середні напруги;
- на підстанціях промислових підприємств, якщо необхідно виділити за режимом роботи різкозмінні навантаження;
- якщо для покриття навантаження недостатньо граничної потужності двох автотрансформаторів за існуючою шкалою.

Дані вибору потужності трансформаторів для всіх підстанцій та розрахунок параметрів слід навести в табл.4.2 і 4.3.

В умовах, коли можливі перетоки потужності з мережі ВН та СН в мережу НН, і у випадках приєднання до обмотки НН синхронних компенсаторів необхідна перевірка завантаження загальної обмотки автотрансформатора [2].

Трансформатори (автотрансформатори), як правило, приймаються з вмонтованим регулюванням напруги під навантаженням (РПН). Встановлення окремих вольтодобутичних трансформаторів допускається тільки при відсутності відповідних трансформаторів (автотрансформаторів) з РПН.

Навантаження трансформатора в НР та ПАР визначається за коефіцієнтом завантаження, який повинен відповідати вимогам [1].

Таблиця 4.2 – Вибір потужності трансформаторів

| ПС | Сумарна підімкнена в режимі максимального навантаження потужність, МВА | Кількість вибраних трансформаторів, шт | Тип і номінальна потужність кожного із вибраних трансформаторів, МВА | Навантаження трансформатора в режимі, % |     |
|----|--|--|--|---|-----|
|    |  |  |  | НР                                      | ПАР |
| 2  |  |  |  |   |     |
| 3  |  |  |  |   |     |
| 4  |  |  |  |   |     |
| 5  |  |  |  |   |     |
| 6  |  |  |  |   |     |

Таблиця 4.3 – Розрахунок параметрів трансформаторів

| Характеристика трансформаторів |                      |                         |                                |                                 |                            |                         |                                | Параметри схеми заміщення |                     |   |  |
|--------------------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------------|---|--|
| Підстанція                     | Тип, потужність, МВА | Діапазон регулювання, % | Напруга короткого замикання, % | Втрати короткого замикання, кВт | Втрати холостого ходу, кВт | Струм намагнічування, % | Кількість трансформаторів, шт. | Активний опір, Ом         | Реактивний опір, Ом | Сумарні активні втрати неробочого ходу, кВт | Сумарні реактивні втрати неробочого ходу, кВар |
|                                |                      |                         |                                |                                 |                            |                         |                                |                           |                     |   |  |

Обрані трансформатори зображують на принциповій схемі мережі, де розташування підстанцій повинно бути подібним до географічного розташування пунктів споживачів, а схема з'єднань – відповідати обраній згідно класів напруги. Також на принциповій схемі зображують повітряні лінії електропередавання з нанесенням їх довжини та перерізу.

#### 4.7 Техніко-економічне порівняння схем мережі

Для порівняння різноманітних варіантів у енергетиці використовують величину так званих зведених витрат:

$$Z = E_H \cdot K + I + U, \quad (4.19)$$

де  $E_H$  – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капіталовкладень ( $E_H = 0,12$  – для об'єктів енергетики та  $E_H = 0,15$  – для об'єктів, які будуються);

$K$  – одноразові капіталовкладення в об'єкти, які будуються;

$I$  – річні експлуатаційні витрати на амортизацію, обслуговування та втрати електроенергії.

$У$  – збиток від порушення електропостачання.

Порядок виконання розрахунків у загальному випадку такий:

1) Визначаються капіталовкладення для кожного з варіантів, які порівнюються. При цьому слід враховувати вартість електрообладнання всієї спроектованої мережі (від шин вищої напруги джерела живлення мережі до шин нижчої напруги підстанцій району, повинна бути врахована вартість комірок вимикачів 10кВ підстанцій для знижувальних трансформаторів, секційних і шиноз'єднувальних вимикачів і вимикачів відхідних ліній 10кВ). Натомість, елементи мережі, які повторюються в усіх варіантах, не враховуються. Капіталовкладення  $K = K_l + K_n$  на спорудження ліній  $K_l$  та підстанцій  $K_n$  підраховуються за укрупненими показниками вартості електричних мереж [14]. При цьому можна прийняти ціни 1984р. в умовних одиницях без переіндексації, та перевести в грн. шляхом помноження на ставку НБУ за 1 у.о. на період розрахунку.

2) Визначаються річні витрати на амортизацію та обслуговування мережі за варіантами:

$$I^l = I_l + I_n = \frac{a_l + o_l}{100} \cdot K_l + \frac{a_n + o_n}{100} \cdot K_n, \quad (4.20)$$

де  $a_l, o_l$  – відповідно відрахування на амортизацію та обслуговування ліній, %;

$a_n, o_n$  – те саме, підстанцій, %.

Експлуатаційні витрати визначаються з урахуванням зазначеного обладнання та вартості втрат електроенергії (транспортних видатків) в мережі в цілому від шин джерела живлення до шин нижчої напруги знижувальної підстанції.

Норми амортизаційних відрахувань залежать від терміну служби обладнання та споруд, а також періодичності і вартості капітальних ремонтів. Вони встановлені Держбудом у відсотках від вартості основних фондів (табл. В.7) [14].

3) Обчислюються річні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{em} = e \cdot \Delta W, \quad (4.21)$$



де  $\Delta W$  - сумарні втрати електроенергії у мережі;

$v$  – питомі витрати на 1кВт·год втрат електроенергії (задається в завданні до проекту).

Сумарні втрати активної потужності в мережі визначаються як різниця потоку активної потужності, що передається в мережу від джерела живлення, і сумарних активних навантажень на шинах нижчої напруги всіх підстанцій.

Оскільки втрати електроенергії в елементах мережі суттєво залежать від характеру зміни навантаження протягом періоду часу, який розглядається, то при проектуванні звичайно користуються наближеними методами розрахунку, вводючи поняття часу максимальних втрат  $\tau$ .

При роботі протягом часу  $\tau$  з найбільшим навантаженням втрати електроенергії дорівнюють втратам при навантаженні, яке змінюється протягом року за дійсним графіком. У цьому випадку:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^{8760} I^2 dt = 3 I_{\max}^2 \cdot R \cdot \tau = \frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau. \quad (4.22)$$

При цьому умовно передбачається, що графіки активної і реактивної потужності близькі і зв'язок між ними визначається одним значенням коефіцієнту потужності. Для графіків типової форми величина  $\tau$  визначається за такою формулою:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.23)$$

де  $T_{\max}$  – час використання найбільшого навантаження.

Цим показником визначається умовний час, протягом якого споживач, який працював би з найбільшим навантаженням, отримав би з мережі ту ж кількість електроенергії, яку отримає за рік при роботі за дійсним графіком.

При визначенні втрат активної потужності у лініях напругою 220кВ і вище необхідно враховувати як втрати потужності у активному опорі лінії  $\Delta P_H$ , так і втрати на корону  $\Delta P_K$ :

$$\Delta P_{Л} = \Delta P_{H} + \Delta P_{K}. \quad (4.24)$$

Втрати електроенергії в лінії у цьому випадку визначаються за формулою

$$\Delta W_{Л} = \frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot R_{Л} \cdot \tau + \Delta P_{K} \cdot 8760. \quad (4.25)$$

Загальні втрати на корону для всієї лінії або її ділянки довжиною 1 км визначаються наступним образом:

$$\Delta P_{K} = \Delta P_{Knum} \cdot l. \quad (4.26)$$

В таблиці В.6 наведені втрати на корону у ПЛ 220кВ.

Для ліній з декількома навантаженнями втрати потужності та енергії на корону і в активних опорах ділянок лінії визначають для кожної ділянки лінії окремо у відповідності до довжини (для  $\Delta P_{K}$ ) та навантаження ділянки (для  $\Delta P_{H}$ ).

Втрати активної потужності у двообмоткових трансформаторах складаються із втрат потужності на нагрівання в активному опорі обмоток трансформатора та втрат у магнітопроводі трансформатора на перемагнічування та вихрові струми, які зрівнюються з активними втратами неробочого ходу, тобто:

$$\Delta P_{T} = 3\dot{F}^2 R_{T} + \Delta P_{xx} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} \cdot \frac{R_{T}}{n} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4.27)$$

де  $P_2$ ,  $Q_2$  – активна і реактивна потужності навантаження трансформатора на стороні зведеної вторинної напруги  $U_2'$ ;

$\Delta P_{xx}$  – втрати неробочого ходу (втрати в сталі) трансформатора.

У випадках, коли напруга  $U_2'$  невідома, її приймають рівною номінальній напрузі трансформатора, до якої зведені його опори  $R_T$  і  $X_T$ . Звичайно  $R_T$  і  $X_T$  зводяться до напруги ВН трансформатора.

При роботі  $n$  однакових трансформаторів на загальне навантаження:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_{2\Sigma}^2}{S_{НОМ}^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4.28)$$

де  $\Delta P_{кз}$  – втрати короткого замикання трансформатора.

Втрати електроенергії у трансформаторах залежать від режиму їх роботи. Якщо припустити, що коефіцієнт потужності навантаження незмінний протягом року, тоді для трансформаторів, які працюють протягом року паралельно, з номінальною потужністю  $S_{НОМ}$  кожного, втрати енергії дорівнюють:

$$\Delta W_T = \frac{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2}{(U_2')^2} \cdot \frac{R_T}{n} \tau + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 \quad (4.29)$$

або:

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_{2\Sigma}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot \tau + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760, \quad (4.30)$$

де  $S_{2\Sigma}$  – найбільше у році сумарне навантаження трансформаторів.

Втрати активної потужності в обмотках триобмоткових трансформаторів знаходяться як сума втрат потужності у трьох його обмотках, які визначаються за величиною потужності, яка передається через відповідну обмотку.

Загальний вираз для визначення втрат активної потужності при  $n$  триобмоткових трансформаторах, які працюють на загальне навантаження:

$$\Delta P_T = \frac{P_{1\Sigma}^2 + Q_{1\Sigma}^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot \frac{R_B}{n} + \frac{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot \frac{R_C}{n} + \frac{P_{3\Sigma}^2 + Q_{3\Sigma}^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot \frac{R_H}{n} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4.31)$$

де  $R_B$ ,  $R_C$ ,  $R_H$  – активні опори обмоток ВН, СН і НН трансформатора, зведені до напруги первинної обмотки;

або:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{K3.1}}{n} \cdot \frac{S_{1\Sigma}^2}{S_{ном.1}^2} + \frac{\Delta P_{K3.2}}{n} \cdot \frac{S_{2\Sigma}^2}{S_{ном.2}^2} + \frac{\Delta P_{K3.3}}{n} \cdot \frac{S_{3\Sigma}^2}{S_{ном.3}^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4.32)$$

де індексами 1, 2 та 3 позначені втрати к.з. та повна потужність відповідно первинної, вторинної і третинної обмоток.

Втрати електроенергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах можуть бути визначені за формулою:

$$\Delta W_T = \frac{P_{1\Sigma}^2 + Q_{1\Sigma}^2}{U_{ном.1}^2} \cdot \frac{R_B}{n} \cdot \tau_1 + \frac{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2}{U_{ном.1}^2} \cdot \frac{R_C}{n} \cdot \tau_2 + \frac{P_{3\Sigma}^2 + Q_{3\Sigma}^2}{U_{ном.1}^2} \cdot \frac{R_H}{n} \cdot \tau_3 + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760. \quad (4.33)$$

У проектних розрахунках можна прийняти, що  $\tau_1 = \tau_2 = \tau_3 = \tau$ .

Після визначення втрат в усіх трансформаторах  $\Delta W_{T\Sigma}$  та лінійх  $\Delta W_{Л\Sigma}$  мережі, можна визначити річні витрати на покриття втрат електроенергії  $I_{BT}$  (4.21).

Таким чином, сумарні річні витрати :

$$I = I_L + I_{II} + I_{BT} \quad (4.34)$$

4) Якщо варіанти суттєво відрізняються за надійністю електропостачання, рекомендується у склад зведених витрат включати збитки  $U$ , які очікуються від недовідпуску електроенергії.

При виборі схем електричних мереж слід враховувати, що усі споживачі, з точки зору необхідної надійності електропостачання, можуть бути принципово розділені на дві групи:

- перша група – об'єкти, перерва у живленні яких пов'язана з небезпекою для життя людей, порушенням діяльності особливо важливих державних установ; розладом роботи основних елементів міського господарства, транспорту, зв'язку та іншими наслідками, збиток від яких не може бути виражений у вигляді економічного еквівалента;

- друга група – об'єкти, для яких оптимальний ступінь надійності електропостачання може бути виявлений у процесі техніко-економічних розрахунків.

Як критерій оцінки надійності схем мереж, які живлять споживачів першої групи, приймаються такі технічні характеристики: параметр потоку відмов (середня кількість відмов на рік)  $\omega$ , відм./рік; середній час поновлення електропостачання  $T_n$ , рік/відм.; ймовірність безвідмовної роботи протягом року  $P_{б.р.}$ , відн. од.

Технічні показники надійності та збитки залежать від схеми з'єднань мережі, яка розглядається, і можуть бути визначені згідно [2].

Якщо схеми не відрізняються за надійністю електропостачання, або відсутні дані щодо відмов обладнання, можна скористуватися спрощеною формулою для визначення зведених річних витрат:

$$З = E_H K + И . \quad (4.35)$$

5) Визначаються зведені витрати  $З$  за кожним варіантом, які порівнюються.

$$\Delta З = \frac{З_I - З_{II}}{З_I} \cdot 100\% \quad (4.36)$$

Приймається варіант з меншими зведеними витратами.

Варіанти схем вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця в зведених затратах приблизно дорівнює 5% чи менше. В такому випадку слід вибрати варіант:

- з більш високою номінальною напругою;
- з більш високою надійністю електропостачання;
- з більш високою оперативною гнучкістю схеми;
- з меншими витратами кольорового металу на проводи повітряних ліній і з меншою необхідною кількістю електричної апаратури;
- з кращою можливістю розвитку мережі при збільшенні навантаження і появі нових пунктів споживання електроенергії.

Усі варіанти, які порівнюються, повинні бути взаємозамінні і забезпечувати однаковий енергетичний ефект.

#### **4.8 Визначення параметрів режиму електричної мережі у розрахункових режимах**

Мета розрахунку електричної мережі – визначити параметри режимів, виявити можливості подальшого підвищення економічності роботи мережі та одержати необхідні дані для вирішення питань регулювання напруги. Виділяють такі основні експлуатаційні режими: режим максимального навантаження, режим мінімального навантаження і режим максимального навантаження для післяаварійного стану мережі.

Визначенню параметрів режиму електричної мережі у розрахункових режимах передують складання принципів схем варіантів, які порівнюються та складання розрахункової схеми мережі.

Розрахунок параметрів режиму мережі в нормальному режимі максимального навантаження виконується вручну і перевіряється на ПК за допомогою розробленого на кафедрі програмного забезпечення «Мережі», а режиму мінімального навантаження і післяаварійного – тільки на ПК. Вихідними даними для розрахунку є схема електричних з'єднань мережі, розрахункові параметри її елементів, розрахункові потужності навантаження і задане значення напруги джерела живлення. Розрахунок включає розподіл активних і реактивних потужностей за лініями мережі, обчислення втрат активної та реактивної потужностей в мережі, а також розрахунок напруг на шинах знижувальних підстанцій в нормальних і післяаварійних режимах мережі. В результаті розрахунків повинні бути визначені значення потоків потужності на вході та виході схеми заміщення кожного елемента мережі, а також рівні напруг на шинах вищої та нижчої напруг підстанції.

Для розрахунку параметрів режимів мережі будують заступну схему проєктованої електричної мережі, користуючись заступними схемами елементів [2]. На неї наносять позначення та величини опорів й зарядної ємності ліній електропередавання, а також опорів та втрат неробочого ходу трансформаторів, й навантаження споживачів.

Розрахунок потужності джерела електричної мережі виконують згідно [2], враховуючи втрати в елементах мережі.

Втрати потужності у трансформаторах:

$$\Delta P_{обм} = \frac{S_n^2}{U_{ТВ}^2} \cdot R_T \quad (4.37)$$

$$\Delta Q_{обм} = \frac{S_n^2}{U_{ТВ}^2} \cdot X_T \quad (4.38)$$

$$\Delta S_T = n_T \cdot (\Delta P_{обм} + j\Delta Q_{обм}) \quad (4.39)$$

$$\Delta S_{xx} = n_T \cdot (P_{xx} + jQ_{xx}) \quad (4.40)$$

де  $U_{ТВ}$  – напруга ВН трансформатора, кВ;

$R_T$ ,  $X_T$  – відповідно активний та реактивний опори трансформатора, Ом,

$P_{xx}$ ,  $Q_{xx}$  – втрати неробочого ходу активної і реактивної потужності кВт, квар.

Втрати потужності у лініях:

$$\Delta P_{лі} = \frac{S_{лі}^2}{U_{номлі}^2} \cdot R_{лі} \quad (4.41)$$

$$\Delta Q_{лі} = \frac{S_{лі}^2}{U_{номлі}^2} \cdot X_{лі} \quad (4.42)$$

де  $S_{лі}$  – повна потужність, що передається лінією, МВА;

$U_{номлі}$  – номінальна напруга лінії, кВ.

Визначення зарядної потужності, що генерується лінією:

$$Q_{сл}' = Q_{сл}'' = (U_{номлі}^2 \cdot l \cdot b_0 \cdot n_l) / 2 \quad (4.43)$$

де  $l$  – довжина ліній, км;

$b_0$  – ємнісна (реактивна) провідність, См/км;

$n_l$  – кількість ліній, шт.

Для спрощення заступних схем мереж визначають розрахункову потужність підстанцій:

$$S_P = S_n + \Delta S_m - j \sum_{i=1}^n Q_{ci}/2 \quad (4.44)$$

Розрахунок напруг виконують методом послідовних наближень, який передбачає розв'язування задачі до тих пір, поки результати наступних наближень не будуть з заданою точністю відрізнятися від результатів попередніх. Стосовно електричних мереж як перше наближення доцільно розглянути розв'язок, коли напруга в усіх точках мережі дорівнює номінальній напрузі. Це дозволяє визначити струми навантажень і інші параметри режиму мережі, у тому числі і напруги на затискачах навантаження, які вже будуть другим наближенням до дійсного розв'язку. При розрахунках параметрів ustalених режимів електричних мереж у багатьох випадках можна обмежитись результатами, які отримані при другій і першій ітераціях [2, 4, 9].

Рівні напруг на шинах підстанції:

$$U_{i+1} = U_i - \frac{P'_{li} \cdot R_{li} + Q'_{li} \cdot X_{li}}{U_i} - j \frac{P'_{li} \cdot X_{li} - Q'_{li} \cdot R_{li}}{U_i} \quad (4.45)$$

де  $U_i$  – напруга на шинах джерела живлення у максимальному режимі, кВ.

При розрахунку режиму мінімального навантаження необхідно прослідкувати, щоб не було перетоку реактивної потужності із мережі в живлячу систему або до електричної станції.

В курсовому проєкті розраховується лише один-два найбільш важких режимів вимкнення ліній, що приводить до найбільшого зниження напруги на знижувальних підстанціях.

Результати розрахунків для кожного режиму роботи мережі наносять на схеми заміщення.

## 4.9 Регулювання напруги на підстанціях споживачів

Від шин вторинної напруги знижувальних підстанцій живляться розподільчі мережі споживачів напругою 10кВ. Якщо відомі напруги



на шинах СН і НН підстанцій, які зведені до напруги первинної обмотки, у всіх розрахункових режимах, то можна визначити дійсні напруги на шинах СН і НН. Для цього необхідно вибрати такі коефіцієнти трансформації, які дозволяють отримати бажані дійсні напруги на цих шинах у відповідному режимі. Бажані напруги на шинах підстанцій визначаються за принципом зустрічного регулювання напруги. Під зустрічним регулюванням напруги розуміють підвищення напруги до  $(1,05-1,08) U_{НОМ}$  у режимі максимального навантаження і зниження напруги до номінальної  $U_{НОМ}$  – у режимі мінімального навантаження та ПАР.

При виборі коефіцієнтів трансформації слід враховувати, що двообмоткові трансформатори напругою 35кВ і вище мають пристрій з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (РПН) в нейтралі обмотки ВН, триобмоткові трансформатори мають РПН в нейтралі обмотки ВН і пристрій з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження (ПБЗ), тобто з вимкненням трансформатора від мережі, на обмотці СН. Пристрій ПБЗ має одне основне і чотири додаткових відгалуження. Діапазон регулювання становить  $\pm 2 \times 2.5\%$ . Автотрансформатори звичайно мають тільки РПН на лінійному кінці обмотки СН, окремі автотрансформатори мають РПН в нейтралі обмотки ВН.

Вихідними даними до розрахунку коефіцієнтів трансформації трансформаторів ПС є результати розрахунку всіх режимів на ПК.

За значенням напруги на шинах нижчої напруги підстанцій в режимах максимального і мінімального навантажень і післяаварійному, зведеним до напруги шин вищої напруги, визначають необхідну (розрахункову) напругу регулювального відгалуження трансформатора:

$$U_{\text{ВІДГ. РОЗР.}} = \frac{U'_{Н}}{U_{Н.Б.}} \cdot U_{НН}, \quad (4.46)$$

де  $U'_{Н}$  – напруга на шинах нижчої напруги підстанції для відповідного режиму мережі, зведена до напруги шин вищої напруги;

$U_{НН}$  – номінальна напруга обмотки нижчої напруги трансформатора;

$U_{Н.Б.}$  – бажана напруга, яку необхідно підтримувати на шинах нижчої напруги у різних режимах роботи мережі, яка дорівнює  $(1,05-$

1,08)  $U_{НОМ}$  в режимі максимального навантаження і  $U_{НОМ}$  – у режимах мінімального навантаження та післяаварійному.

Для мереж з номінальною напругою 10кВ бажані напруги відповідно дорівнюють (10,5-10,8) і 10кВ [3].

Визначають ближчу стандартну напругу, кВ, кожного відгалуження:

$$U_{ВДГ.СТ.} = U_{ВН} \pm \frac{U_{ВН} \cdot (n \cdot E_0)}{100}, \quad (4.47)$$

де  $U_{ВН}$  – номінальна напруга обмотки вищої напруги трансформатора;

$n$  – номер відгалуження;

$$n = \frac{(U_{ВДГ.РОЗР.} - U_{ВН}) \cdot 100}{U_{ВН} \cdot E_0}, \quad (4.48)$$

$E_0$  – ступінь регулювання, %.

За отриманими даними знаходять дійсні значення напруги на шинах НН

$$U_{Н.Д.} = \frac{U'_H}{U_{ВДГ.СТ.}} \cdot U_{НН} \quad (4.49)$$

і оцінюють їх відміну від бажаної ( $U_{Н.Б.}$ ).

Коефіцієнт трансформації визначається за формулою:

$$K_T = U_{ВДГ.СТ.} / U_{НН}. \quad (4.50)$$

Результати вибору потрібних регульовальних відгалужень і визначення дійсних напруг на шинах НН зводять в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати вибору коефіцієнтів трансформації

| Номер підстанції | Режим | $U'_{н.}$<br>кВ | $U_{н.б.}$<br>кВ | $U_{видг.розр.}$<br>кВ | $E_0$ ,<br>% | $n$ | $U_{н.д.}$<br>кВ | $K_T$ | $\frac{U_{н.д.} - U_{н.б.}}{U_{н.б.}} \times 100\%$ |
|------------------|-------|-----------------|------------------|------------------------|--------------|-----|------------------|-------|---|
|                  | МАХ   |                 |                  |                        |              |     |                  |       |   |
|                  | ПАР   |                 |                  |                        |              |     |                  |       |   |
|                  | МІН   |                 |                  |                        |              |     |                  |       |   |

#### 4.10 Розробка головної схеми підстанції

Головна схема підстанції – це сукупність основного обладнання (трансформатори, лінії, компенсуючі пристрої та т.д.), збірних шин, комутаційної та захисної апаратури з усіма електричними з'єднаннями між ними.

Вибір схеми підстанції, в першу чергу, обумовлюється її місцем та роллю в енергосистемі в цілому. Як правило, при побудові електричної мережі застосовують базові схеми, розроблених проектними організаціями для різних типів підстанцій [2, 10, 11, 12]. Районні знижувальні підстанції на дві або три напруги можуть бути: відгалужувальні – приєднані до лінії напругою 110 кВ та вище; транзитні – увімкнені до кільця ліній 110 кВ та вище; глухі – для електропостачання споживачів окремого вузла мережі.

При проектуванні транзитної підстанції на боці високої напруги необхідно передбачати дві перекладки (робочу з вимикачем та ремонтну на двох роз'єднувачах), якщо кількість ліній на високій напрузі незначна. Коли кількість приєднань складає шість та більше, то на напругу 110 кВ доцільніше використовувати схему з однією робочою та обхідною системою збірних шин або багатокутник. Для відгалужувальних та тупикових двотрансформаторних підстанцій при кількості приєднань до 6 найбільшого поширення набули найбільш прості схеми блок лінія – трансформатор, блок шини – трансформатор, місток.

На стороні 6 – 35 кВ приймають одну секціоновану, за кількістю обмоток НН або СН, систему збірних шин. РП – 10 кВ комплектуються виключно шафами заводського виробництва (комірками типу КСО, КРП, КРПЗ). Кількість відхідних ліній визначається умовно, за натуральною потужністю:

$$n = \frac{P_H}{P_{нат}}. \quad (4.51)$$

Для вибору високовольтних апаратів (вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги) та провідників визначають робочі струми нормального та післяаварійного режимів роботи системи, а також струм трифазного короткого замикання у відповідних точках мережі. Для ПС – це виводи всіх напруг головного трансформатора. Апарати вибирають за номінальними параметрами та перевіряють на комутаційну здатність, динамічну та термічну стійкість до струмів короткого замикання [12, 13], а також враховують категорію розміщення апарату.

Загальний обсяг роботи з вибору елементів схеми включає: вибір та перевірку усіх апаратів головного кола, а саме вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, розрядників, а також ошиновки РП та приєднань обладнання до РП.

Результати вибору та перевірки високовольтних апаратів рекомендується зводити до таблиць.

Таблиця 4.5 – Умови вибору та перевірки апаратів.

|                             | Вимикач | Роз'єднувач | Транс.<br>струму | Транс.<br>напруги | Розрядник |
|-----------------------------|---------|-------------|------------------|-------------------|-----------|
| $U_{ном} > U_{мер}$         | +       | +           | +                | +                 | +         |
| $I_{ном} > I_{max,раб.}$    | +       | +           | +                | -                 | -         |
| $I_{вим} > I_{к.з.}$        | +       | -           | -                | -                 | -         |
| $i_{дин} > i_{уд.}$         | +       | +           | +                | -                 | -         |
| $I_{к.з.}^2 \cdot tk > B_k$ | +       | +           | +                | -                 | -         |

При компоновці головної схеми слід враховувати:

- трансформатори струму (ТА) встановлюють на вводах силових трансформаторів та оливних вимикачах (вбудовані ТА серії ТВТ, ТВ та у вигляді окремих апаратів );

- в мережах 6 – 35 кВ на лініях встановлюють по два ТА, а для інших напруг та на вводах у РП – в кожній фазі;
- трансформатори напруги (ТВ) встановлюють по одному комплекту на кожну секцію РП всіх класів напруг вище 1000 В;
- захист обладнання, особливо головних трансформаторів, від атмосферних та комутаційних перенапруг здійснюється вентиляними розрядниками або ОПН.

Більшість електроспоживачів ВП споживають змінний струм, тому основне джерело – це трансформатори ВП. На підстанціях напругою 35...750 кВ необхідно встановлювати не менше двох трансформаторів власних потреб, потужність яких визначається за спрощеною формулою:

$$S_{ном} = 0,4\% \cdot S_{голов.тр.} \quad (4.52)$$

Схема власних потреб підстанції повинна передбачати приєднання трансформаторів власних потреб до різних вводів трансформаторів та різних секцій РП – 6...10 кВ, які мають пристрої АВР [13, 14]. На підстанціях зі змінним та випрямленим оперативним струмом ТВП повинні приєднуватися через роз'єднувач та запобіжник на ділянці між вводом НН головного трансформатора та його вимикачем.

Система оперативного струму призначена для пристроїв керування, сигналізації, захисту, контролю та інших пристроїв, які забезпечують нормальну роботу усіх систем основного обладнання, контроль режиму, видачу інформації оперативному персоналу про всі порушення режиму.

Для живлення оперативних кіл постійним оперативним струмом використовуються акумуляторні батареї, для підзарядки та післяаварійної зарядки яких слід застосовувати автоматизовані випрямні пристрої.

Для живлення оперативних кіл випрямленим струмом застосовують випрямні установки, блоки живлення та конденсаторні пристрої.

Живлення оперативних кіл змінним струмом може здійснюватись від трансформаторів струму, трансформаторів напруги або ТВП.

#### 4.11 Основні техніко-економічні показники мережі

Вибрана схема електричної мережі та результати розрахунків ustalених режимів при максимальних навантаженнях дозволяють визначити і звести в табл.4.6 техніко-економічні показники мережі.

Для проектованої схеми мережі розраховуються показники ефективності.

Споживча потужність електроприймачів:

$$P_{cn} = \sum P_{ni} , \quad (4.53)$$

де  $P_{ni}$  – потужність у вузлах, МВт.

Електроенергія за рік:

$$W_{cn} = P_{cn} \cdot T_{max} \cdot 10^3 , \quad (4.54)$$

де  $T_{max}$  – час використання максимального навантаження, год/рік.

Сумарні транспортні витрати потужності:

$$P_{mp} = P_{дж} - P_{cn} , \quad (4.55)$$

де  $P_{дж}$  – потужність джерела, МВт.

Сумарні транспортні витрати електроенергії:

$$W_{трансп} = (\Delta W_{л} + \Delta W_{т}) \cdot 10^3 , \quad (4.56)$$

де  $\Delta W_{л}$ ,  $\Delta W_{т}$  – втрати електроенергії у лініях і трансформаторах відповідно, кВт год.

Коефіцієнт корисної дії за потужністю:

$$\eta_p = \frac{P_{cn} - P_{mp}}{P_{cn}} \cdot 100\% . \quad (4.57)$$

Коефіцієнт корисної дії за електроенергією:

$$\eta_w = \frac{W_{cn} - W_{трансп}}{W_{cn}} \cdot 100\% . \quad (4.58)$$

Собівартість передачі електроенергії:

$$C = \frac{I}{W_{cn}} , \quad (4.59)$$

де  $I$  – річні експлуатаційні витрати, грн..  
Результати бажано звести в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Зведена таблиця техніко-економічних показників електричної мережі

| № | Показники   | Одиниця            | Числове значення |
|---|---|--------------------|------------------|
| 1 | Споживча потужність електро-споживачів<br>Електроенергія          | МВт<br>млн.кВт·год |                  |
| 2 | Сумарні транспортні видатки:<br>-потужності<br>-електроенергії    | МВт<br>млн.кВт·год |                  |
| 3 | Коефіцієнт корисної дії:<br>-за потужністю<br>-за електроенергією |                    |                  |
| 4 | Сумарні одноразові капітало-вкладення                             | тис.грн.           |                  |
| 5 | Сумарні річні експлуатаційні витрати                              | тис.грн.           |                  |
| 6 | Зведені річні витрати   | тис.грн.           |                  |
| 7 | Собівартість передачі електричної енергії                         | грн./кВт.год       |                  |

#### 4.12 Розробка та обґрунтування заходів для зниження втрат електричної енергії в мережі при її передачі

При виконанні курсового проекту для зниження експлуатаційних витрат та втрат електричної енергії у проєктованій мережі рекомендовано розглянути організаційні (безвитратні) та технічні (витратні) заходи. Доцільність практичної реалізації цих заходів визначається у відповідності з їх економічною ефективністю.

У випадку реалізації безвитратних рекомендацій оцінка їх економічної ефективності може бути визначена через фактичну економію електричної енергії у натуральному обчисленні :

$$\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2 \quad (4.60)$$

де  $\Delta W_1$ ,  $\Delta W_2$  – річні втрати електроенергії в мережі відповідно до та після застосування рекомендацій, кВт год .

Зниження втрат електроенергії з застосуванням технічних засобів потребує додаткових капіталовкладень. Оцінка економічної ефективності здійснюється за показником терміну окупності, що обернений до коефіцієнту ефективності капіталовкладень:

$$T_o = \frac{1}{E_p} = \frac{K_{\text{доо}}}{\epsilon \cdot \Delta W} \quad (4.61)$$

де  $K_{\text{доо}}$  – додаткові капіталовкладення на реалізацію енергозберігаючого заходу, тис. грн.;

$\epsilon$  – питома вартість 1 кВт·год втрат електроенергії.

Якщо при розрахунках буде одержано  $T_o \leq 1/E_H$ , то реалізація цього заходу є доцільною і усі додаткові капіталовкладення окупляться протягом 8,3 років. Якщо ж  $T_o \geq 8,3$  – то такий захід є економічно недоцільним.

Оцінка різних заходів дає можливість вибрати оптимальний енергозберігаючий захід для різних режимів роботи мережі та визначити їх пріоритетність. Для порівняння поточних економічних показників до та після реалізації заходу доцільно обчислити техніко-економічні показники мережі.



## 5 ОФОРМЛЕННЯ МАТЕРІАЛІВ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Оформлення матеріалів курсового проекту здійснюється відповідно ДСТУ 3008:2015 «Звіти у сфері науки і техніки». Структура та правила оформлення».

Курсовий проект повинен бути оформлений у вигляді розрахунково-пояснювальної записки та 2 аркушів графічної частини.

Текстовий документ (пояснювальна записка) курсового проекту має таку структуру: титульний аркуш, завдання на виконання курсового проекту, реферат, зміст, основна частина, висновки, список використаної літератури, додатки (якщо вони є).

Титульний аркуш є першим аркушем курсового проекту. Приклад оформлення наведений в додатку А.

Вихідним документом на виконання проекту є завдання, підписане викладачем і студентом. Приклад оформлення наведений в додатку Б. Допускається друкувати завдання з двох боків аркуша формату А4.

Реферат – це скорочений виклад змісту курсового проекту, він має містити:

- відомості про обсяг курсового проекту (кількість аркушів креслення, сторінок пояснювальної записки, розділів, ілюстрацій, таблиць, додатків і таке інше);

- текст реферату;

- перелік ключових слів.

Текст реферату відображає подану в проекті інформацію у такій послідовності:

- тема, предмет (об'єкт) дослідження чи розробки, характер та мета роботи;

- використані методи (розрахунковий, експериментальний тощо);

- основні конструктивні, технологічні й техніко-експлуатаційні характеристики та показники;

- результати роботи, їх економічна ефективність.

Реферат курсового проекту виконується обсягом не більш як 500 слів, щоб він вміщувався на одній сторінці формату А4.

Ключові слова, що є вирішальними для розкриття суті курсового проекту, розташовують після тексту реферату.

Перелік ключових слів повинен містити від 5 до 15 слів (словосполучень), надрукованих великими літерами у називному відмінку в рядок через коми.

Зміст розташовують безпосередньо після реферату. До змісту включають: завдання на виконання курсового проекту, реферат, вступ, послідовно перелічені назви всіх розділів, підрозділів, пунктів і підпунктів (якщо вони мають заголовки) пояснювальної записки, висновки, перелік посилань, назви додатків і номери сторінок, на яких вони розташовані. Зміст доцільно оформляти за допомогою функції MO Word «Автособираемое оглавление».

У вступі слід коротко викласти оцінку сучасного стану питання, новизну та актуальність роботи, обґрунтувати мету проекту. Вступ розташовують на окремій сторінці.

При розгляді кожного питання проекту у записці необхідно сформулювати завдання розділу, вихідні умови та поставлені вимоги, послідовність та методику розв'язку задачі. Потрібно навести приклади усіх основних розрахунків та їх результати, які супроводжуються короткими поясненнями ходу розрахунків. При розрахунках спочатку повинна наводитися розрахункова формула у загальному виді, цифрова підстановка та результат з вказаними одиницями вимірювання. При повторенні аналогічних розрахунків наводяться лише результати, які бажано звести у таблиці.

У висновках підводиться підсумок виконаної роботи. В них наводять одержані результати, основні конструктивні, технологічні й техніко-експлуатаційні характеристики та показники, а також їх економічну ефективність.

У додатках вміщують матеріал, який доповнює текст пояснювальної записки, але має великий обсяг, особливі способи відтворення, або якщо включення його до основної частини може змінити впорядковане й логічне уявлення про роботу.

Додатками можуть бути: принципова та заступна схеми мережі; таблиці, що доповнюють основний текст; формули і розрахунки; вихідні дані до комп'ютерних програм та результати розрахунків.

У перелік посилань вносять всі використані джерела: підручники, навчальні посібники, довідники, каталоги, нормативно-технічні документи, що використовувались при написанні роботи.

На першому аркуші робиться креслення принципової схеми вибраного варіанта електричної мережі. На схемі мережі вказуються

довжини ліній, марки проводів, типи трансформаторів з вказаними номінальними напругами їх обмоток та границь регулювання напруги, компенсуючі пристрої та напруги шин підстанцій. На другому аркуші приводиться однолінійна схема головних з'єднань, власних потреб та оперативного струму. В тексті записки робиться посилання на аркуші графічної частини.

Кожний аркуш графічної частини повинен мати основний напис, розміщений в правому нижньому куті.

|                  |                 |              |             |   |               |                 |                |
|------------------|-----------------|--------------|-------------|---|---------------|-----------------|----------------|
|                  |                 |              |             |   | 1             |                 |                |
| <i>Изм./Лист</i> | <i>№ док-м.</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> | 2 | <i>Лист</i>   | <i>Масса</i>    | <i>Масштаб</i> |
| <i>Разраб.</i>   | 7               | 8            | 9           |   |               |                 |                |
| <i>Пров.</i>     |                 |              |             | 3 | <i>Лист</i> 4 | <i>Листов</i> 5 |                |
| <i>Г.контр.</i>  |                 |              |             |   |               |                 |                |
| <i>Н.контр.</i>  |                 |              |             |   | 6             |                 |                |
| <i>Чтб.</i>      |                 |              |             |   |               |                 |                |

Рисунок 5.1 – Основний напис

У графах основного напису (номери граф на рисунках наведені в дужках) вказують:

- у графі 1 – позначення документа. Для навчальних проектів рекомендується така структура позначень:

Г К І Ю 5 6 5 7 2 2. 0 0 3 ЕЗ

1 група 2 група 3 і 4 група

Перша група – позначає код навчального закладу в ЄДБО. Друга група – код кафедри. Третя група – порядковий номер курсового проекту. Четверта група – тип креслення;

- у графі 2 – назву документа: тему курсового проекту – «Районна електрична мережа 35-220 кВ»,

- у графі 3 – назву креслення;

- у графі 4 – порядковий номер аркуша;

- у графі 5 – загальну кількість аркушів (графу заповнюють тільки на першому аркуші);

- у графі 6 – назву вищого закладу освіти і шифр групи;

- у графах 7-9 – прізвища осіб, які підписали документ, їх підписи та дати підпису документу відповідно.

Захист курсового проекту проводиться прилюдно перед комісією у складі двох-трьох викладачів кафедри, у тому числі і керівника курсового проекту.

## РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

- 1 ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. [На заміну ПУЕ-86 ; чинний з 2017-08-21]. К. : Міненерговугілля України, 2017. 617 с. Режим доступу: <https://art-energetyka.com.ua/Правила-улаштування-електроустановок.pdf>
- 2 Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с.
- 3 Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / Уклад. В.В.Кирик. – К.: НТУУ «КПІ», 2014. – 130с.
- 4 Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.
- 5 Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.
- 6 Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі: Навч. Посібник / Ф.А.Гаврилов. – Маріуполь: ПДТУ, 2002. – 172 с.
- 7 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред.С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро – М.: Энергоатомиздат,1985. – 352с.
- 8 Идельчик В.И. Электрические системы и сети – М.: Энергоатомиздат,1989. – 592с.
- 9 Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под.ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504 с.
- 10 Электрические системы и сети / Под.ред. Г.Н. Денисенко. – К.: Вища школа, 1986. – 584 с.
- 11 Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Проектирование электрических сетей и систем. – Минск : Высш. Шк., 1978. – 304 с.
- 12 Расчеты и анализ режимов работы сетей / Под.ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1974. – 336 с.
- 13 Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для ВУЗов / Под ред. А.А.Васильева – М., Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 14 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебник для ВУЗов – М .,Энергоатомиздат ,1986. – 640 с.

- 15 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. –М., Энергоатомиздат, 1990. – 578 с.
- 16 Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Учебник для ВУЗов – Л., Энергоатомиздат ,1985. – 312 с.
- 17 Справочник по проектированию подстанций 35...750 кВ / Под ред. С.С.Рокотяна, Я.С.Самойлова – М., Энергоиздат, 1982. – 352 с.
- 18 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети / Под ред. С.С. Ананичевой, А.Л. Мызина, С.Н. Шелюга. – Екатеринбург, ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. – 52с. Режим доступа: [https:// www.energyland.info](https://www.energyland.info) › files › library/ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.pdf

## Додаток А

### Титульний аркуш до курсового проекту

Форма № 17

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**Національний університет «Запорізька політехніка»**

\_\_\_\_\_

(найменування кафедри)

### КУРСОВИЙ ПРОЕКТ (РОБОТА)

з \_\_\_\_\_

(назва дисципліни)

на тему: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Студента (ки) \_\_\_\_\_ курсу \_\_\_\_\_ групи  
 спеціальності \_\_\_\_\_  
 освітня програма  
 (спеціалізація) \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_

(посада, місце зв'язку, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Національна шкала \_\_\_\_\_  
 Кількість балів: \_\_\_\_\_ Оцінка: ECTS \_\_\_\_\_

Члени комісії

\_\_\_\_\_

(підпис) (прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_

(підпис) (прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_

(підпис) (прізвище та ініціали)

20\_\_ рік

## Додаток Б

### Завдання до курсового проекту

#### НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кафедра *Електропостачання промислових підприємств*  
 Дисципліна *Електричні системи та мережі*  
 Спеціальність *141 Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка*

Курс IV Група Е- Семестр VII

#### ЗАВДАННЯ

На курсовий проект студентіві

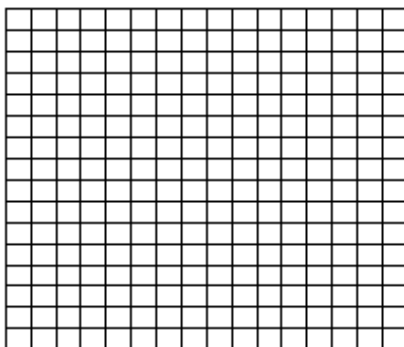
\_\_\_\_\_ (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту *Районна електрична мережа 35-220 кВ*

2. Термін здачі студентом закінченого проекту \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до проекту: спроектувати електричну мережу для електропостачання пунктів  
 \_\_\_\_\_ 2-6 \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ ДЖ \_\_\_\_\_

Розміщення пунктів живлення та споживання.



Характеристика місцевості

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Масштаб : 1см \_\_\_\_\_ км

Дані про споживачів

| Дані  | Пункти |                        |    |    |    |
|---|--------|------------------------|----|----|----|
|   | 2      | 3                      | 4  | 5  | 6  |
| Потужність $P$ (МВт) споживачів у режимі максимальних навантажень                                 |        |                        |    |    |    |
| Коефіцієнт реактивної потужності $\text{tg } \varphi$ на шинках у режимі максимальних навантажень |        |                        |    |    |    |
| Склад споживачів за категоріями, %  | I      |                        |    |    |    |
|   | II     |                        |    |    |    |
|   | III    |                        |    |    |    |
| Номинальні напруги мережі (кВ), приєднаної до шини НН   | 10     | 10                     | 10 | 10 | 10 |
| Бажані напруги на шинках СН та НН підстанцій пунктів у режимі                                     | max    | (1,05-1,08) $U_{НОМ}$  |    |    |    |
|   | min    | 1,0 $U_{НОМ}$          |    |    |    |
|   | ПДР    | Не менше 1,0 $U_{НОМ}$ |    |    |    |

Напрута на шини ДЖ у режимі максимальних навантажень 1,1  $U_{НОМ}$ ,  
 мінімальних навантажень 1,05  $U_{НОМ}$   
 і післяаварійного стану схеми мережі 1,1  $U_{НОМ}$ .  
 Співвідношення мінімального та максимального навантаження мережі  $K_{МІН} = \underline{0,4}$ .  
 Час використання максимального навантаження  $T_{МАХ} = \underline{\hspace{2cm}}$  год/рік.  
 Вартість 1 кВт · год втрат електроенергії          коп.  
 Питомі збитки від перериву електропостачання          грн./кВт · год.  
 Середній номінальний коефіцієнт реактивної потужності генераторів системи, до якої належить район, що проектується  $\text{tg } \varphi_r = \underline{\hspace{2cm}}$ .

Завдання для поглибленої розробки:

Об'єм роботи та термін виконання

| Етап | Назва етапів курсового проекту                              | Об'єм, % | Термін виконання | Примітка    |
|------|---|----------|------------------|-------------|
| 1    | Коротка характеристика району та споживачів електроенергії. | } 10     |                  | За графіком |
| 2    | Приблизне визначення потоків потужності.                    |          |                  |             |
| 3    | Вибір номінальних напруг елементів мережі.                  |          |                  |             |
| 4    | Вибір перерізів проводів повітряних ліній.                  |          |                  |             |
| 5    | Баланс реактивної потужності в мережі.                      | } 15     |                  |             |
| 6    | Вибір трансформаторів.                                      |          |                  |             |
| 7    | Техніко-економічне порівняння варіантів.                    | 15       |                  |             |
| 8    | Розрахунок основних режимів роботи електричної мережі.      | 15       |                  |             |
| 9    | Регулювання напруги на підстанціях споживачів.              | 10       |                  |             |
| 10   | Розробка головної схеми підстанції.                         | 10       |                  |             |
| 11   | Основні техніко-економічні показники мережі.                | 5        |                  |             |
| 12   | Оформлення матеріалів курсового проекту.                    | 10       |                  |             |
| 13   | Захист курсового проекту                                    |          |                  |             |

Перелік графічного матеріалу :

1. Принципова схема електричної мережі з показом ліній мережі та схем підстанцій, схеми району (формат А1).
2. Однолінійна схема головних з'єднань, власних потреб та оперативного струму (формат А1).
3. Креслення схеми замощення мережі та розрахункової схеми мережі з параметрами режиму у трьох розрахункових режимах (формат А3).

Дата видачі завдання

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище, ім'я, по батькові)



**Додаток В**

## Довідникова інформація

Таблиця В.1 – Номінальні та найбільші робочі напруги, кВ, трифазного струму 50 Гц

| Номінальна міжфазна напруга |                  |  |                   | Найбільша робоча напруга електрообладнання |
|-----------------------------|------------------|--|-------------------|--|
| Мереж та приймачів          | Генераторів і СК | Трансформаторів та автотрансформаторів з РПН |                   |  |
|                             |                  | Первинних обмоток                            | Вторинних обмоток |  |
| (3)                         | (3,15)           |  | (3,15)            | (3,6)                                      |
| 6                           | 6,3              | 6/6,3  | 6,3 і 6,6         | 7,2  |
| 10                          | 10,5             | 10/10,5                                      | 10,5 і 11,0       | 12   |
| 20                          | 21               | 20/21  | 22                | 24   |
| 35                          |                  | 35 і 36,75                                   | 38,5              | 40,5                                       |
| 110                         |                  | 110 і 115                                    | 115 і 121         | 126  |
| (150)                       |                  | (158)  | (158)             | (172)                                      |
| 220                         |                  | 220 і 230                                    | 230 і 242         | 252  |
| 330                         |                  | 330  | 330               | 363  |
| 500                         |                  | 500  |                   | 525  |
| 750                         |                  | 750  |                   | 787  |

Примітки:

1) Номінальні напруги, вказані у дужках, для мереж, які наново проектуються, не рекомендуються.

2) В знаменнику приведені напруги для трансформаторів і автотрансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин генераторної напруги електричних станцій або до виводів генераторів.

Таблиця В.2 – Пропускна спроможність і далекість передачі ліній 35-750 кВ

| Напруга лінії, кВ | Переріз провода, мм <sup>2</sup> | Передавальна потужність на один ланцюг, МВт |  | Найбільша довжина передачі, км |
|-------------------|----------------------------------|---|--|--------------------------------|
|                   |                                  | Натуральна                                  | При густині струму 1,1 А/мм <sup>2</sup> |                                |
| 35                | 70-240                           |   | 3-30                                     | 70-10                          |
| 110               | 150-300                          | 30  | 13-45                                    | 150-50                         |
| 150               | 240-400                          | 60  | 38-77                                    | 250-45                         |
| 220               | 2*240-2*400                      | 135   | 90-150                                   | 250-150                        |
| 330               | 3*300-3*500                      | 360   | 270-450                                  | 300-200                        |
| 500               | 5*300-5*400                      | 900   | 770-1300                                 | 1200-800                       |
| 750               |                                  | 2100  | 1500-2000                                | 2000-1200                      |

\*Для ПЛ 750кВ при густині струму 0,85 А/мм<sup>2</sup>

Таблиця В.3 – Довготривалі допустимі струмові навантаження та допустимі потужності сталевалюмінієвих проводів ПЛ 35-500 кВ при температурі повітря + 250 С

| Номинальний переріз, мм <sup>2</sup> | Струм, А | Допустима потужність, МВт, поза приміщенням при напрузі, кВ |       |     |     |     |
|--------------------------------------|----------|---|-------|-----|-----|-----|
|                                      |          | 35  | 110   | 220 | 330 | 500 |
| 35/6,2                               | 175      | 10,0  |       |     |     |     |
| 50/8                                 | 210      | 12,0  |       |     |     |     |
| 70/11                                | 265      | 15,2  | 47,6  |     |     |     |
| 95/16                                | 330      | 18,9  | 59,3  |     |     |     |
| 120/19                               | 390      | 23,0  | 70,1  |     |     |     |
| 150/24                               | 450      | 25,7  | 80,9  |     |     |     |
| 185/29                               | 510      | 25,9  | 91,7  |     |     |     |
| 240/32                               | 605      |   | 108,8 | 217 | 326 |     |
| 300/39                               | 710      |   |       | 255 | 383 | 580 |
| 400/51                               | 825      |   |       | 297 | 445 | 674 |
| 500/64                               | 945      |   |       | 340 | 510 | 772 |

Примітки:

- 1) Для ПЛ 330 та 500кВ потужність наведена на один провід і повинна бути збільшена у відповідності з кількістю проводів у фазі.
- 2) Потужність врахована при  $U=1,05U_{ном}$ .
- 3) Поправочні коефіцієнти на температуру повітря наведені у таблиці В.4.

Таблиця В.4 – Поправкові коефіцієнти на температуру повітря для неізольованих проводів

| Поправочні коефіцієнти при температурі, °С |      |     |      |      |      |     |      |      |      |      |      |
|--|------|-----|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|
| -5   | 0    | +5  | +10  | +15  | +20  | +25 | +30  | +35  | +40  | +45  | +50  |
| 1,29                                       | 1,24 | 1,2 | 1,15 | 1,11 | 1,05 | 1,0 | 0,94 | 0,88 | 0,81 | 0,74 | 0,67 |

Таблиця В.5 – Економічна густина струму для європейської частини, А/мм<sup>2</sup>

| Проводи | Час використання максимального навантаження, $T_{\max}$ , год. |           |           |
|---------|--|-----------|-----------|
|         | 1000-3000  | 3000-5000 | 5000-8760 |
|         | Алюмінієві та сталєалюмінієві                                  | 1,3       | 1,1       |

Таблиця В.6 – Втрати на корону у ПЛ 220кВ

| Напруга ПЛ, кВ | Номінальний переріз, мм <sup>2</sup> | Кількість проводів у фазі | $P_{\text{к.пит.}}$ , кВт/км |
|----------------|--------------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| 220            | 240/32                               | 1                         | 2,35                         |
|                | 300/39                               | 1                         | 2,15                         |
|                | 400/51                               | 1                         | 1,5                          |
|                | 500/64                               | 1                         | 1,25                         |

Таблиця В.7 – Річні витрати на амортизацію та обслуговування елементів електричних схем, % капітальних витрат

| Найменування елементів системи                                  | Норма амортизаційних відрахувань |                     |           | Втрати на обслуговування | Усього витрати на амортизацію та обслуговування |
|---|----------------------------------|---------------------|-----------|--------------------------|---|
|   | загальна                         | В т.ч.              |           |                          |   |
|   |                                  | Капі-тальний ремонт | Реновація |                          |   |
| ПЛ 35 кВ і вище на сталевих та залізобет.опорах                 | 2.4                              | 0.4                 | 2.0       | 0.4                      | 2.8   |
| ПЛ 35-220 кВ на дерев'яних опорах                               | 4.9                              | 1.6                 | 3.3       | 0.5                      | 5.4   |
| Силове електроустаткування та розподільчі пристрої (окрім ГЕС): |                                  |                     |           |                          |   |
| до 150кВ  | 6.4                              | 2.9                 | 3.5       | 3.0                      | 9.4   |
| 220 кВ і вище   | 6.4                              | 2.9                 | 3.5       | 2.0                      | 8.4   |
| Електроустаткування та розподільчі пристрої ГЕС:                |                                  |                     |           |                          |   |
| до 150 кВ   | 5.8                              | 2.5                 | 3.3       | 3.0                      | 8.8   |
| 220 кВ і вище   | 5.8                              | 2.5                 | 3.3       | 2.0                      | 7.8   |

**Додаток Г**

Вихідні дані для комп'ютерного розрахунку

Кількість підстанцій без базової  
 Напруга джерела  
 Кількість ліній

Таблиця Г.1 – Дані підстанцій

| № ПС | Тип трансформатора | Кількість трансформаторів | Активна потужність, МВт | cos φ |
|------|--------------------|---------------------------|-------------------------|-------|
|      |                    |                           |                         |       |
|      |                    |                           |                         |       |
|      |                    |                           |                         |       |
|      |                    |                           |                         |       |

Таблиця Г.2 – Дані ліній

| № | Тип провoda | Напруга лінії, кВ | Кількість кіл | Довжина лінії, км | Від ПС | Від обмотки ВН | До ПС | До обмотки ВН |
|---|-------------|-------------------|---------------|-------------------|--------|----------------|-------|---------------|
|   |             |                   |               |                   |        |                |       |               |
|   |             |                   |               |                   |        |                |       |               |
|   |             |                   |               |                   |        |                |       |               |
|   |             |                   |               |                   |        |                |       |               |

Номінальні коефіцієнти трансформації