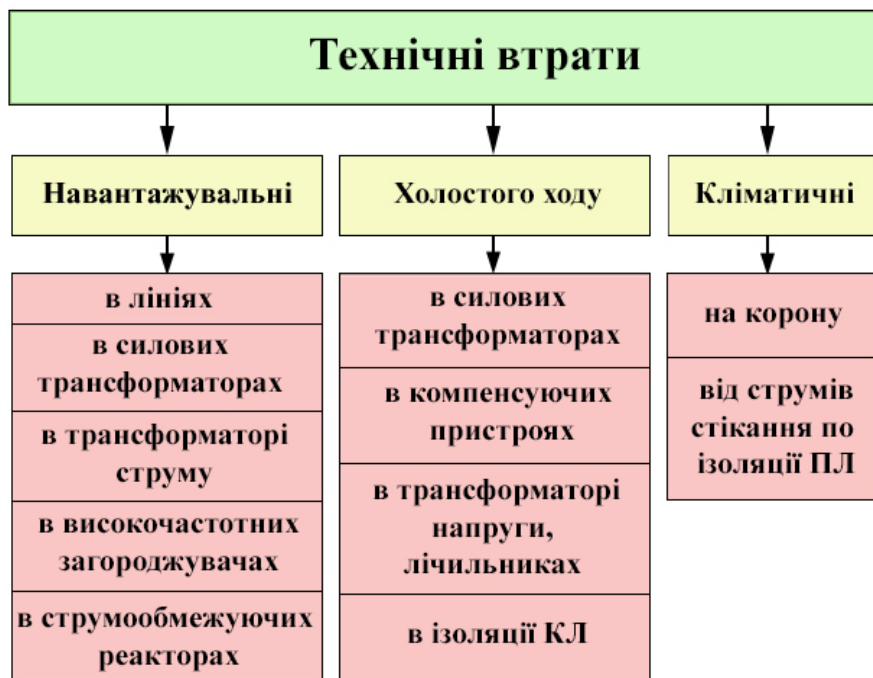


П. Д. Лежнюк, О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко

ЕЛЕКТРООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко

**ЕЛЕКТРООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ**

Лабораторний практикум

Вінниця

ВНТУ

2022

УДК 621.316(076)

Л40

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 16 від 25.06.2021 р.)

Рецензенти:

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

В. В. Черкашина, доктор технічних наук, професор

С. В. Матвієнко, кандидат технічних наук

Лежнюк, П. Д.

Л40 Електроощадні технології в електричних системах : лабораторний практикум [Електронний ресурс] / Лежнюк П. Д., Бурикін О. Б., Малогулко Ю. В. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – (PDF, 80 с.)

В лабораторному практикумі розглянуто хід виконання лабораторних робіт, які охоплюють практичне ознайомлення з питаннями, пов'язаними з електроощадними технологіями в електричних системах. Лабораторний практикум розроблено для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання, які вивчають курс «Електроощадні режими та технології в електричних системах».

УДК 621.316(076)

© ВНТУ, 2022

Зміст

Передмова	5
Правила техніки безпеки під час виконання лабораторних робіт з дисципліни «Електроощадні технології в електричних системах»	6
Перелік умовних позначень	7
Теоретичні відомості.....	8
1 Методи поелементних розрахунків.....	15
2 Методи характерних режимів.....	15
3 Методи характерних діб.....	15
4 Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.....	16
5 Методи середніх навантажень	16
6 Статистичні методи.....	16
7 Заходи зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах та оцінення їх ефективності.....	23
7.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням.....	23
7.2 Оптимізація сталих режимів електричних мереж за реактивною потужністю.....	24
7.3 Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.....	24
7.4 Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж	24
7.5 Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.....	25
7.6 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ ...	25
7.7 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій та мереж.....	26
7.8 Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.....	28
7.9 Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.....	28
7.10 Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги.....	29
8 Зниження річних втрат електроенергії в мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів.....	29
8.1 Установлення і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем	30

8.2 Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.....	31
8.3 Заміна проводів на перевантажених лініях	32
8.4 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків.....	33
8.5 Заміна перевантажених, установлення і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях.....	34
8.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів	35
Лабораторна робота № 1	37
Лабораторна робота № 2	39
Лабораторна робота № 3	42
Лабораторна робота № 4	45
Лабораторна робота № 5	47
Лабораторна робота № 6	48
Список використаної літератури.....	50
Додаток А	52
Додаток Б.....	56
Додаток В.....	66
Додаток Г	79

Передмова

Лабораторні роботи, що виконуються в процесі вивчення курсу «Електроощадні технології в електричних системах», проводяться в комп'ютерних класах факультету Вінницького національного технічного університету. Внесені до практикуму лабораторні роботи необхідні для закріплення знань, що отримують студенти в процесі вивчення теоретичного курсу «Електроощадні режими та технології в електричних системах».

Основним змістом лабораторних робіт є детальне вивчення питань, які пов'язані з сучасними електроощадними технологіями. Лабораторні роботи виконуються на комп'ютерах в комп'ютерних класах, використовуючи сучасне програмне забезпечення, і мають на меті вироблення у студентів навичок вільного користування програмою «Втрати High», а також підготовку студентів до вивчення спеціальних дисциплін навчального плану.

Для виконання лабораторних робіт необхідним є самостійне вивчення рекомендованої навчальної та довідкової літератури. Особливу увагу потрібно приділити виробленню навичок читання схем підключення до електричної мережі.

Порядок і обсяг виконання лабораторних робіт, форми звітності наведено в тексті лабораторного практикуму. Лабораторний практикум розроблено для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання, які вивчають курс «Електроощадні режими та технології в електричних системах».

Правила техніки безпеки під час виконання лабораторних робіт з дисципліни «Електроощадні технології в електричних системах»

– Наведені правила поширюються на всіх студентів, що виконують лабораторні роботи, і є обов'язковими.

– Перед виконанням лабораторної роботи необхідно уважно вивчити методичні вказівки до неї, ознайомитися з випробувальної схемою і її параметрами.

– Не приступати до роботи на несправному обладнанні. Про всі помічені несправності повідомляти викладачеві або лаборанту.

– Після закінчення лабораторної роботи робоче місце має бути приведено в повний порядок.

– Результати вимірювань мають бути подані для перевірки викладачем.

– У разі порушення правил техніки безпеки і робочої дисципліни, псування приладів або обладнання з вини виконуючого лабораторну роботу матеріальна та моральна шкода покладається на винуватця події.

– Після ознайомлення з викладеними вище правилами техніки безпеки під час виконання лабораторних робіт і усного інструктажу викладача студент розписується в журналі з техніки безпеки лабораторії.

Перелік умовних позначень

АРН	автоматичного регулювання напруги
БК	батарея конденсаторів
ВРП	відкритий розподільний пристрій
ЕОЗ	електроощадні заходи
ЕМ	електрична мережа
ЗЗВ	заходи зі зниження втрат джерела енергії
КП	компенсаційний пристрій
ЛЕП	лінія електропередачі
ПБЗ	перемикач без збудження
ПК	програмний комплекс
ПЛ	повітряна лінія
РП	розподільний пристрій
РПН	регулювання під навантаженням
СК	синхронний компенсатор
ТН	трансформатор напруги
ТС	трансформатор струму
ЦЖ	центр живлення

Теоретичні відомості

Витрати на виробництво і постачання споживачам електроенергії містять у собі вартість електроенергії, що витрачається на її передачу по електричних мережах. Під час встановлення тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що вносяться до тарифу. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують резерви зниження втрат і внесення до тарифу фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. З огляду на це виникає задача визначення нормативних значень втрат, внесення яких до тарифу обґрунтовано. Наднормативні втрати мають покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних організацій.

З огляду на істотні відмінності структури мереж і їхньої довжини норматив втрат для кожної енергопостачальної організації має індивідуальне значення, обумовлене схемою і режимами роботи електричних мереж, а також особливостями обліку надходження та відпуску електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати, як відомо, визначаються різницею показів лічильників надходження електроенергії в мережу і її корисну відпустку споживачам. Очевидно, що вони містять у собі не тільки технічні втрати, але і втрати комерційного характеру, обумовлені недосконалістю способів визначення корисного відпуску електроенергії споживачам (зокрема і її розкрадання). Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їхню структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальний обсяг їхньої можливої реалізації в планованому періоді. В роботі Железко Ю. С. структуру втрат подано в такій інтерпретації (рис. 1).

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири укрупнених складових, кожна з яких має свою фізичну природу:

- 1) технічні втрати електроенергії – ΔW_T обумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж;

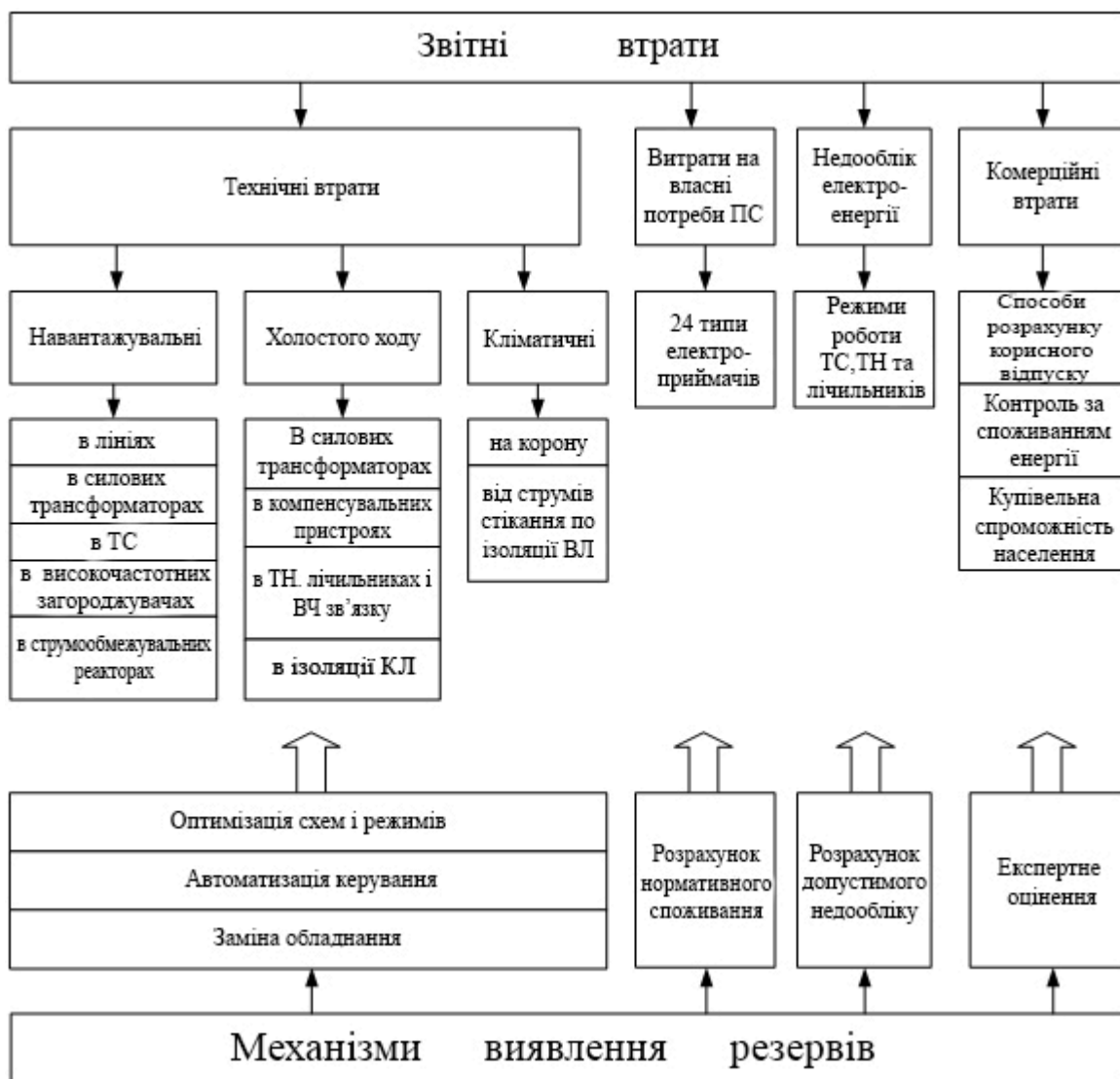


Рисунок 1 – Структура втрат у розподільних мережах

2) втрата електроенергії на власні потреби підстанцій – $\Delta W_{пс}$ необхідна для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;

3) недооблік електроенергії – ΔW_o обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку в споживачів порівняно з аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включно й трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) та сполучні проводи (кабелі) як складова вимірювального комплексу) у паспортних даних характеризуються двосторонніми похибками (плюс-мінус), однак з огляду на ряд причин, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, що містить сотні і тисячі вимірювальних комплексів.

Ця похибка призводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін «втрати». Необхідно зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії є істотним;

4) комерційні втрати – $\Delta W_{\text{КОМ}}$ обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю між показниками лічильників і оплатою за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Нині витрата електроенергії на власні потреби підстанцій виражена в звітності в складі технічних втрат, а втрати, обумовлені похибками системи обліку електроенергії, — у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, тому що не забезпечує чіткого уявлення про структуру втрат і про доцільні напрямки роботи щодо їх зниження.

Відповідно до викладеного звітні втрати виражаються так:

$$\Delta W_{\text{зв}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{ПС}} + \Delta W_{\text{о}} + \Delta W_{\text{КОМ}} \quad (1)$$

Технічні втрати можуть бути розраховані на підставі відомих законів електротехніки, тому що всі їхні складові мають математичні описи й алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їхній економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви їх зниження.

Необхідно також зауважити, що комерційні втрати являють собою вплив «людського фактора» і містять у собі всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії поза лічильниками, несплату або неповну оплату показань лічильників (не завжди вчасно виявлену через обмеженість штату контролерів), визначення розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, підключеними тимчасово без лічильників, і т. п.

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Визначити економічно обґрунтований їх рівень математичними методами вкрай складно. Їхнє значення визначають як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{КОМ}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}}) - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (2)$$

де $\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати;

$W_{\text{пост}}$ – електроенергія, яка надійшла в електричну мережу;

$W_{\text{відп}}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам;

$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{о}}$ – технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі $\Delta W_{\text{т}}$; витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$; електроенергії, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{о}}$.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії потребує попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи суть комерційних втрат, пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим або пов'язаним зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в ЕМ надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з.

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінення комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів зі зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі загалом, її структурних підрозділах і підстанціях та розробки заходів зі зниження небалансів до припустимих значень;

- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, що враховуються не лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного коректування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі загалом, її структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за дотриманням лімітів за потужністю;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних під час прогнозування втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінення очікуваної ефективності планованих заходів із зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

За особливостями схем і режимів електричних мереж та інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких роблять різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35–150 кВ;
- електричні мережі 6–20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою вирішення таких задач:

- виявлення й оцінення резервів енергосистеми та її підприємств за зниженням втрат електроенергії;
- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінення ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їхнього впровадження; визначення осередків комерційних втрат електроенергії; оцінення результатів роботи за показником «втрати електроенергії» енергосистеми загалом, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень із розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що потребують капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є: складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі загалом; порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні тимчасові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих та лімітованих складових балансу електроенергії (власні нестатки, господарські і виробничі нестатки);
- оцінення фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів загалом; виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

Під час проведення аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати таку інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми; результати розрахунків втрат електроенергії і їхніх структур; звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;

- дані про провали електроенергії на міжсистемних лініях за ряд років;
- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення з розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності та регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії компенсувальними пристроями (кВАр/кВт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на одного побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії.

Відповідно для організації автоматизованого вибору заходів зі зменшення втрат необхідно детально розглянути існуючі заходи та провести їх аналіз і систематизацію.

Розрахункові моделі втрат електроенергії за наявної інформації опираються на різні методи розрахунку залежно від повноти інформації.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що має стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу з їх зниженню.

Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач:

- вибору заходів зі зниження втрат (ЗЗВ);
- обґрунтування планового завдання по втратах.

Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись різні методи, аналіз яких необхідно провести.

1 Методи поелементних розрахунків

Цей метод базується на такому співвідношенні

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (3)$$

де k – кількість елементів мережі;

Δt – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів;

T – звітний період часу;

$n=T/\Delta t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

Цей метод дозволяє чітко структурувати втрати по окремих ділянках ліній та дає можливість найбільш точно визначати втрати в лініях електричних мереж.

2 Методи характерних режимів

Цей метод дозволяє рахувати втрати в мережах з достатньо високою точністю, використовуючи співвідношення:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^l \Delta P_i t_i, \quad (4)$$

де ΔP_i – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_i годин;

l – кількість режимів.

Такий підхід потребує додаткової інформації про споживання або навантаження в певні інтервали часу.

3 Методи характерних діб

Цей метод використовує формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^D D_{eki}, \quad (5)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожно з яких обчислені за відомими графіками у вузлах мереж;

D_{eki} – еквівалентна тривалість протягом року i -го характерного графіка (кількість діб).

4 Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат

Наближені методи розрахунків, за допомогою яких можна розрахувати витрати електроенергії з меншою точністю, ніж попередні, але досить ефективні за відсутності детальної інформації про споживання.

Розрахувати втрати можна за таким виразом:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (6)$$

де ΔP_{\max} – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

5 Методи середніх навантажень

Цим методом можна вирахувати втрати, використовуючи такий вираз:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} k_{\phi}^2 T, \quad (7)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі у разі середніх навантажень вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

6 Статистичні методи

Методи 1 – 5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі за заданих значень параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Існують також статистичні методи, які не передбачають електричного розрахунку мережі. У разі їх використання втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій тощо.

Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної

кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінення сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи зі зниження втрат. Вони використовуються під час розрахунків і аналізування втрат в мережах, де ще не впроваджено автоматизовану систему керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організовано періодичне поповнення даних про їх навантаження. До цього класу мереж відносяться мережі 0,38 кВ.

В моделях нашої системи визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях, опираючись на розрахунок характерних режимів. В такому разі розрахункова модель виходить з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів має приводити до конкретного числового результату.

Для обчислення втрат електроенергії необхідно визначити числові характеристики навантажень.

В методах розрахунку втрат, які реалізовано в розрахунковій моделі, використовуються різні алгоритми обробки інформації.

Наприклад, інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою:

$$I_{с.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} \quad (8)$$

Величина k_ϕ характеризує форму графіка навантаження і використовується в (6) та (7), визначається таким чином.

Кількість годин найбільших втрат можна визначити за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T, \quad (9)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження.

А він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (10)$$

де $P_{cp} = W/T$ – середнє значення потужності за період T ;

W – електроенергія, відпущена споживачам за період T ;

P_{max} – максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (6) або (7) достатньо визначити одну з величин – ϕ чи k_ϕ . Іншу можна визначити з рівняння зв'язку (9). Як правило, насамперед визначають k_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження. В розрахунковій моделі використовується метод, який за результатами дослідження дає найкращі результати для мереж 10 – 0,4 кВ:

$$\lambda < 1, \text{ то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2,$$

якщо

$$\lambda \geq 1, \text{ то } k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{min})k_3^2},$$

якщо

$$\lambda = \frac{k_3 - k_{min}}{1 - k_3}, \quad k_{min} = \frac{P_{min}}{P_{max}}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідними є інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей самий період.

Специфічною задачею, за відсутності необхідної інформації, є визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ.

Електричні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат можна подати еквівалентним опором. Його значення визначається залежно від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати можна визначити за формулою:

$$\Delta W_n = 3I_2^2 R_{ек} T, \quad (11)$$

де I_2 – струм головної ділянки;

$R_{ек}$ – еквівалентний опір всієї мережі.

З (11) визначаємо еквівалентний опір:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{3I_2^2 T}. \quad (12)$$

У разі використання цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Ця формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_n = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i – струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді згідно з (10) еквівалентний опір мережі визначаємо за формулою:

$$R_{ек} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_2^2}. \quad (13)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{\Delta W_{в.м}^2} U^2 T, \quad (14)$$

де $\Delta W_{в.м}$ – електроенергія, відпущена в мережу;

U – середнє значення напруги на шинах РП.

Такий підхід використовується і дає гарні результати, коли коефіцієнт оплати за спожиту електроенергію становить приблизно 100%.

В розрахунковій моделі реалізовано відомий, запропонований раніше,

метод оцінення втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за сумарною довжиною ліній. Відповідно до цього методу еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається як:

$$R_{ек} = r_0 L k_i, \quad (15)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;

L – довжина лінії, км;

k_i – коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_i=1$, якщо навантаження сконцентровано в кінці лінії; $k_i=0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35–120 мм² справедливим є співвідношення $r_0 = 32,25/F$, де F – переріз проводу, мм².

За наявності відгалужень за тієї самої сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густини струму в відгалуженнях суттєво менші, ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_6 = 1 - 0,95 \frac{L_6}{L_\Sigma},$$

де L_Σ – сумарна довжина лінії з відгалуженнями;

L_6 – довжина відгалужень.

З врахуванням наведених виразів у модель для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ закладено таке співвідношення:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_6 \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (16)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неоднаковість густин струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_6 k_N k_n \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2}, \quad (17)$$

де L_i – довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, L_i в мм²);

N – кількість груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від цього РТ;

F_{Σ} – сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм²;

$k_L = 1 - 0.63d_p$ – коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p = 0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $d_p = 1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно);

$k_H = 1.05 - 0.3d_p$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням;

$k_e = 1 - 0.95L_e/L_{\Sigma}$ – понижувальний коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші, ніж в магістралі; L_{Σ} – сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_e – довжина відгалужень;

k_N – коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густин струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04 – 1,16 ($k_N = 1,1 + 0,06$).

За наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим та сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

В додатку А наведено приклад визначення еквівалентного опору мережі 0,38 кВ для обчислення значення втрат потужності і електроенергії в ній.

Для ліній 0,38 кВ необхідно оцінити втрати напруги за втратами потужності.

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємопов'язані між собою. Відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вигляд

$$k_{n/n} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + tg^2\varphi}{1 + \xi tg\varphi}, \quad (18)$$

де $\xi = x_0/r_0$ – відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + tg^2\varphi}{1 + \xi tg\varphi}. \quad (19)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 = 0.4$ Ом/км і $r_0 = 2,25F$

Ом/км , $\xi = x_0/r_0 = 0.0125F$.

Формула (19) для визначення відношення втрат потужності і напруги набуде вигляду

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + 0,01F \operatorname{tg} \varphi} . \quad (20)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінення втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U \% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{n/n}} \cdot 100 , \quad (21)$$

де P_{\max} – максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається за відомого відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{Tk_3} ;$$

ΔP_{\max} – втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, внаслідок вимірювань), то можна оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (21) витікає, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U \%}{100} P_{\max} k_{n/n} , \quad (22)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau . \quad (23)$$

Всі методи, закладені в модель розрахунку режимів та визначення втрат електроенергії в різних їх комбінаціях, дозволяють проаналізувати втрати в різних розрізах та заповнити аналітичну базу даних для генерації рекомендацій і комплексних заходів зі зменшення втрат.

Для системи автоматизованого прийняття рішень головним елементом є масив умов та законів, за якими буде здійснюватися вибір заходів та керування процесом вибору по заздалегідь намічених схемах аналізу. Для збереження такого обсягу інформації, окрім інформації про структуру втрат, необхідно створити базу знань та інтерфейс для її заповнення.

7 Заходи зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах та оцінення їх ефективності

Задля зниження втрат електроенергії було розроблено безліч заходів.

Оскільки існує складність в виборі найефективнішого комплексу заходів, то було проведено їх класифікацію.

Нині не існує єдиної класифікації, але найчастіше в літературі зустрічається класифікація, що розділяє їх на три групи: організаційні, технічні заходи та заходи, що направлені на удосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії.

Організаційні заходи, як правило, не потребують значних матеріальних затрат та додаткових капіталовкладень. Технічні заходи можуть впливати на зменшення втрат як ціленаправлено, так і попутно.

Задача ціленаправленого зниження втрат полягає в виборі ефективного комплексу заходів як технічних, так і організаційних. Для вибору відповідного заходу необхідно детально проаналізувати найпоширеніші заходи, оцінити їх ефективність.

Оскільки для розрахунку втрат електроенергії використовуються автоматизовані розрахункові системи, то необхідно проаналізувати можливість створення експертного середовища, яке б допомагало в виборі комплексу заходів.

7.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням

Це один з найбільш ефективних організаційних заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо в міських мережах 6–10 кВ.

Оптимізація місць розмикання ліній 6–35 кВ має виконуватися з урахуванням зміни втрат електроенергії в оптимізованій мережі і у тій, що живить її, замкнутій основній мережі 110 кВ і вище енергосистеми. Однак з огляду на надмірне збільшення обсягу мережі через одночасний облік мереж усіх класів напруг допускається іноді виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній 6–35 кВ окремо від основних мереж системи.

7.2 Оптимізація сталих режимів електричних мереж за реактивною потужністю

Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання наявних в енергосистемі джерел реактивної потужності і законів регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (трансформаторів, що працюють у замкнутих контурах).

Ефективність оптимізації режимів залежить від частоти проведення розрахунків, їхньої інформаційної забезпеченості і ступеня практичної реалізації результатів розрахунків. Практично необхідним є проведення не менше 16 розрахунків на рік: для кожного з чотирьох характерних періодів (зима, весна, літо й осінь) розраховуються оптимальні режими для годин максимальних добових навантажень (годин м.д.н.) і нічних провалів навантажень (годин н.п.н.) для двох типів доби – робочих і неробочих.

7.3 Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами

Захід проводиться для зниження впливу неоднорідності електричної мережі напругою 110 кВ і вище на режим її роботи. Розмикання контурів в оптимальних місцях має приводити до розвантаження мереж більш низької напруги і зниження загальних втрат електроенергії загалом за збереження необхідного рівня надійності електропостачання споживачів.

7.4 Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж

У радіальному режимі експлуатуються, як правило, мережі 6–20 і 35 кВ і частина мереж 110 кВ. Центрами живлення (ЦЖ) цих мереж є відповідно підстанції 500-35/6-20 кВ, 500-110/35 кВ і 500-220/110 кВ.

Закони регулювання напруги в ЦЖ (якщо в ЦЖ встановлено трансформатори з РПН) або встановлені робочі відгалуження трансформаторів (якщо останні з ПБЗ) мають забезпечувати мінімально можливі втрати електроенергії в мережі за припустимих відхилень напруги в споживачів. Відповідно до вимог ПУЕ для забезпечення припустимих

відхилень напруги в мережах 380 В і 6-20 кВ необхідно на шинах 6-20 кВ ЦЖ підтримувати відхилення напруги не менше +5% у режимі найбільших навантажень ($V_T' \geq 5\%$) і не більше номінальної напруги в режимі найменших навантажень ($V_T'' \leq 0\%$).

За відсутності в ЦЖ пристроїв РПН, як правило, не вдається витримати припустимі відхилення напруги в споживачів у всіх вузлах і режимах. Вибір відгалужень трансформаторів із ПБЗ має проводитися за умови мінімізації електроенергії, споживаної у випадках припустимих відхилень напруги.

Цей захід має проводитися не менше ніж два рази на рік для характерних (сезонних) змін навантажень, його ефективність розраховується для кожного характерного періоду (сезону) окремо.

7.5 Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням

Під час роботи підстанції за графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, за якого доцільним є відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначається з однаковості втрат потужності в n і $n - 1$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільним є в режимах, за яких навантаження трансформаторів

$$S < S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_x}{\Delta P_x}}. \quad (24)$$

7.6 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної асиметрії (нерівномірного розподілу струмових навантажень по фазах) визначається по формулі

$$\delta W = \Delta W(k_{H1} - k_{H2}) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (25)$$

де ΔW – втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ у разі рівномірного завантаження фаз;

k_{H1}, k_{H2} – коефіцієнти систематичної асиметрії до і після симетрування, розраховувані за формулою

$$K_H = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\phi}, \quad (26)$$

де $I_A + I_B + I_C$ – середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 год (не менше трьох вимірів);

$\frac{R_0}{R_\phi}$ – відношення опорів нульового і фазного проводів.

Для двопровідної лінії $K_H = 1$.

Перерозподіл навантаження в мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нульового проводу становить більше 15 А для мереж сільськогосподарського призначення.

Для спрощення розрахунків зниження втрат електроенергії від упровадження заходу допускається використання усередненого значення.

7.7 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій і мереж

Впровадження цього заходу є найбільш ефективним для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку і т. п., відключення яких викликає значне підвищення втрат у мережі. Зменшення тривалості таких відключень досягається поліпшенням організації робіт, сполученням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх за графіком, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів під напругою і т. д.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу варто визначати лише для тих робіт, на які є нормативи тривалості проведення. У цьому випадку енергосистемам рекомендується для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електричних мережах за відключення на 1 год окремих ліній і устаткування підстанцій.

За цими даними може бути визначено середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, що використовується для обчислення планованого зниження втрат за формулою

$$\Delta W_{II} = \frac{\delta W_{cp.z} \cdot \Delta W_{n.cemu}}{100} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (27)$$

де $\delta W_{cp.z}$ – середньорічне зниження втрат електроенергії, % сумарних втрат у мережах;

$\Delta W_{n.cemu}$ – плановані втрати електроенергії в мережах, на яких цей захід впливає.

Середньорічне зниження втрат потрібно щорічно коректувати на підставі досвіду експлуатації, планів капітальних і поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат визначається в такий спосіб. За скорочення на час ΔT тривалості, наприклад ремонту синхронного компенсатора, лінії або трансформатора зв'язку в основній замкнутій мережі системи напругою 110 кВ і вище зниження втрат електроенергії визначається за формулою

$$\delta W_{\phi} = \Delta T \left[(\Delta P_{1H} - \Delta P_{2H}) \cdot \left(\frac{P_{cp}}{P_{max}} \right)^2 - (\Delta P_{1X} - \Delta P_{2X}) \right] \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (28)$$

де ΔP_{1H} і ΔP_{2H} – навантажувальні втрати потужності в основній мережі системи в максимум її навантаження відповідно за відключеного і включеного елемента (визначаються для робочих режимів по програмах оптимізації);

P_{cp} – середнє за час ΔT активне навантаження системи загалом;

P_{max} – максимальне активне навантаження сумарного графіка навантаження власних споживачів системи загалом в зимовий контрольний день;

ΔP_{1X} і ΔP_{2X} – втрати холостого ходу в мережі системи відповідно за відключеного і включеного елемента (для ліній дорівнюють нулю).

У випадку скорочення тривалості ремонту одного з трансформаторів центра живлення радіальної мережі або одного з кіл радіальних ліній, що паралельно працюють, втрати враховуються тільки в паралельних елементах, один із яких відключається. Значення P_{cp} і P_{max} відносяться у такому разі до навантаження цих елементів.

7.8 Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій

Зниження витрати на власні потреби підстанцій визначається відносно нормативів витрати, які встановлені і розраховані персоналом підприємства електричної мережі, для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб. Нормативи мають систематично уточнюватися, виходячи з фактичної витрати.

Економія витрати електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігрівання виробничого приміщення підстанцій і обігріву приводів вимикачів у ВРП, оптимізацією режимів роботи вентиляторів охолодження трансформаторів і т. п.

Значну економію, зокрема, дає встановлення і введення в роботу автоматики відключення–включення пристрою електрообігрівання й охолодження. Досить перспективним є комплектування трансформаторів і автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла для тепlopостачання будинків керування підстанцій і житлових приміщень обслуговуючого персоналу.

Плановане зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, виходячи з досвіду минулих років і передбачуваного обсягу заходів з економії витрати електроенергії на власні потреби на планований період.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби визначається як різниця між установленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії ($W_{с.н.}^{факт}$), розраховуваним за показниками лічильників власних потреб

$$\Delta W_{\phi} = W_{с.н.}^{норм} - W_{с.н.}^{факт} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (29)$$

7.9 Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу має визначатися різницею коефіцієнтів форми графіка за формулою

$$\delta W = \frac{W_p^2 - W_a^2}{U^2 T} R_E (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (30)$$

де W_p^2, W_a^2 – відповідно відпущені в електричну мережу активна і реактивна електроенергії, тис. кВт·год;

U – номінальна напруга мережі, кВ;

T – розрахунковий період, год;

R_E – еквівалентний опір мережі, Ом;

$K_{\phi 1}^2, K_{\phi 2}^2$ – коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, відповідно обумовлені як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до її середнього значення.

7.10 Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги

Захід виконується на підстанціях, де встановлені на трансформаторах РПН пристрої автоматичного регулювання напруги з якихось причин переведено в режим дистанційного керування.

Основний ефект від впровадження заходу досягається за рахунок підвищення можливостей регулювання напруги.

8 Зниження річних втрат електроенергії в мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів

Зниження річних втрат електроенергії в мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів визначається за формулою

$$\delta W_{\phi} = k_0 k_n (\Delta W_{1P} - \Delta W_{2P})_{\text{тис. кВт} \cdot \text{год}}, \quad (31)$$

де k_0 – коефіцієнт, який дорівнює 1, якщо значення розрахункових втрат визначалися за оптимальних режимів роботи мережі, розрахованих відповідно до заходів, розглянутих вище, і 0,9, якщо значення втрат розраховувалися без попередньої оптимізації режимів;

k_n – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії;

ΔW_{1P} і ΔW_{2P} – значення розрахункових втрат електроенергії в мережі, розраховувані до і після проведення заходу.

Використовуючи вирази, наведені вище, необхідно мати на увазі, що:

- під час виконання заходу, пов'язаного зі зміною параметрів ділянки основної (замкнутої) електричної мережі енергосистеми, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії мають розраховуватися для всієї мережі за змінених параметрів ділянки;
- під час виконання заходу на ділянці замкнутої мережі, що живиться від одного ЦЖ, втрати електроенергії мають розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до ЦЖ;
- під час виконання заходу на ділянці радіальної мережі або в ЦЖ радіальної мережі допускається враховувати зміну втрат тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_0 в такому випадку береться таким, що дорівнює одиниці;
- плановане зниження річних втрат електроенергії за впровадження технічних заходів вибирається з урахуванням проектів реконструкції і розвитку електричних мереж, у яких має оцінюватися ефективність цих заходів;
- у разі вибору й оцінення ефективності окремих технічних заходів необхідно враховувати їх особливості.

8.1 Установлення і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем

Фактичне зниження втрат електроенергії має бути зменшено на втрати в пристроях компенсації, розраховувані для батарей конденсаторів за формулою

$$\Delta W_{KV} = tg\delta \cdot Q_{KV} \cdot T_{\text{тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}}, \quad (32)$$

де $tg\delta$ – відносні втрати в конденсаторах, взяті 0,002 кВт/кВАр для батарей конденсаторів, що приєднуються до мереж 10 кВ і вище, і 0,004 кВт/кВАр для тих, що приєднуються до мереж 380 В;

Q_{KV} – потужність пристрою компенсації.

Для орієнтованої оцінки зниження втрат електроенергії від установки і введення в роботу пристрою компенсації в розімкнутій електричній мережі можна скористатися формулою

$$\delta W = \frac{2Q_{KV} \cdot Q_{\Pi} - Q_{KV}^2}{U_{НОМ}^2} R_{ЕК} \cdot \tau \cdot k_{\Pi} - \Delta W_{KV} \quad (33)$$

де Q_{Π} – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі;

$U_{НОМ}$ – номінальна напруга мережі;

$R_{ЕК}$ – еквівалентний за втратами потужності опір мережі;

τ – час найбільших втрат, рік.

За відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат електроенергії під час установлення батарей статичних конденсаторів визначається орієнтовно за нормами, наведеними в кВт (табл. 8.1). Норми, наведені в перших двох рядках таблиці, поширюються лише на міські і сільські електричні мережі, що знаходяться на балансі енергосистем.

Необхідно зауважити, що середні питомі нормативи визначено з урахуванням втрат електроенергії в СК і БК, розподілу БК по підстанціях з номінальною напругою, зазначеною в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Норми ефективності батарей статичних конденсаторів

Призначення мережі	Номінальна напруга підстанції, на якій встановлено БК, кВ	Середня питома ефективність установки БК (тис. кВт·год/МВАр) за номінальної напруги підстанцій, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Міська	0,38	330	310	230
Сільська	0,38	480	450	375
Будь-якого призначення, зокрема мережа споживача	6-20	190	160	60

Ці нормативи можуть уточнюватися в міру удосконалення технічних параметрів компенсувальних пристроїв і засобів керування ними.

8.2 Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів

Збільшення робочої потужності СК досягається переважно за рахунок переходу їх на водневе охолодження, а також за рахунок підвищення

якості ремонтів. Планове і фактичне зниження втрат електроенергії у такому випадку визначається за формулою

$$\delta W = \delta W_1 - \delta W_2 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год,} \quad (34)$$

де δW_1 – зниження втрат у разі оптимізації режимів з початковою потужністю СК;

δW_2 – те саме зі збільшеною потужністю СК.

Під час одночасного збільшення потужності декількох СК за програмами оптимізації режимів може бути визначена лише їхня загальна ефективність. У плані заходів вона і має вказуватися без розбивки між окремими СК. За послідовного збільшення протягом року робочої потужності декількох СК зниження втрат у планованому році визначається сумою знижень втрат в інтервалах між збільшеннями потужностей СК. Зниження втрат у кожному інтервалі визначається як різниця між втратами за початкової і збільшеної потужності всіх СК з робочою потужністю, зміненою до часу розрахованого інтервалу.

8.3 Заміна проводів на перевантажених лініях

Доцільність заміни проводів перевантажених ліній має оцінюватися за мінімумом приведених витрат на заміну. Водночас необхідно враховувати фактичне навантаження ліній, передбачуване його збільшення на найближчу перспективу і вартість заміни проводів.

Найбільш широко захід застосовується в електричних мережах 380 В і 6–10 кВ. Заміна проводів існуючих перерізів проводами великих перерізів у мережах 6–10 кВ, як правило, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більші значень, зазначених нижче:

Таблиця 8.2 – Струмові навантаження проводів

Існуючі перерізи проводів, мм ²	19,6	25	16	25	35	50	70
		(сталеві)		(алюмінієві і сталєалюмінієві)			
Струмові навантаження проводів, А.....	13	30	50	70	100	135	210

У разі наближеного оцінення доцільності заміни проводів на ПЛ 380 В

можна керуватися економічними інтервалами навантажень, розрахованими інститутом "Укрсельэнергопроект" і наведеними нижче:

Марка і переріз проводу, мм ²	A-16+A-16	2×A-16+A-16	3×A-16+A-16	3×A-25+A-25	3×A-50+A-50
Економічні інтервали навантажень для ПЛ 380 В сільськогосподарського призначення, А....	0-4,6	4,6-8,8	8,8-20,5	20,5-38,6	Понад 38,6

Як правило, переріз проводу на перевантаженій лінії варто змінювати на інший, більший за існуючий на два ступені (A-16 – на A-35, A-35 – на A-70 і т. д.).

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається для мереж усіх класів напруг.

За відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат у мережах 380 В і 6–10 кВ визначається за усередненими питомими нормами, а в мережах більш високої напруги – так само, як і фактичне.

8.4 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків

Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення заходу визначається сумою знижень втрат у заміненіх відгалуженнях, що розраховуються за формулою

$$\delta W_{\phi} = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot n \cdot l \cdot I^2 \cdot \tau \cdot 10^{-6} \cdot k_{\Pi} \quad \text{тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (35)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомі опори матеріалу старого і нового проводів, відповідно $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$; для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів $\rho_1 = 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$, для мідних – $18,6 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$, для сталевих за струму навантаження 3-5 А $\rho = 125-140 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$;

F_1 і F_2 – перерізи відповідно старого і нового проводів, мм²;

n – кількість фаз у відгалуженні; за однофазного відгалуження $n = 1$, за трифазного $n = 3$;

l – довжина відгалуження, км;

I – струм у відгалуженні, А. .

Допускається наближене оцінення зниження втрат за проведення заходу за усередненою нормою і за формулою

$$\delta W_G = 0.006 \cdot n_{отв}, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (36)$$

де $n_{отв}$ – планована кількість замінених відгалужень.

8.5 Заміна перевантажених, установлених і введених в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях

При розгляді доцільності заміни або установки додаткових трансформаторів необхідно керуватися, ДСТУ 14209-69 «Трансформатори й автотрансформатори силові і масляні. Навантажувальна здатність», директивними документами Міністерства палива та енергетики України, а також наведеними нижче рекомендаціями.

Заміна перевантажених або введення в роботу додаткових розвантажувальних трансформаторів на підстанції виконується, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів більший верхньої межі економічно доцільного завантаження

$$K_{3l} > K_{3l}^B. \quad (37)$$

Верхня межа завантаження K_{3l}^B визначається за формулою

$$K_{3l}^B = \sqrt{\frac{(P_{Xl+1} \cdot T \cdot Z_{EX} + (P_{\Sigma} + P_H) k_{зам})}{(P_{kl} - k_{BT}^2 P_{kl+1}) \cdot \tau \cdot Z_{EK}}}, \quad (38)$$

де P_X і P_H – паспортні значення втрат відповідно холостого ходу і короткого замикання, кВт;

Z_{EX} і Z_{EK} – питомі замикальні витрати на втрати електроенергії відповідно холостого ходу і короткого замикання;

k_{BT} – відношення номінальних потужностей S_{Hl} / S_{Hl+1} ;

$P_H = 0.12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

$k_{зам}$ – вартість заміни трансформаторів.

У разі додання додаткового трансформатора значення P_{Xl} і P_{Kl} є сумарними для всіх трансформаторів, установлених до введення додаткового, а P_{Xl+1} і P_{Kl+1} – те саме після його введення.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора або установлення додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат

$$\delta W_K = (P_{Kl} - K_{BT}^2 P_{Kl+1}) K_{3l}^2 \cdot \tau \cdot K_{II}, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (39)$$

і збільшення втрат холостого ходу

$$\delta W_X = (P_{Xl+1} - P_{Xl}) \cdot T, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (40)$$

де T – тривалість роботи трансформатора, рік.

Сумарне зниження втрат електроенергії становить

$$\delta W = \delta W_K + \delta W_X, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}. \quad (41)$$

За відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат від упровадження на підстанціях 6–10–110 кВ заходів (п. 8.5 та 8.6), допускається розраховувати орієнтовно за усередненими нормами.

8.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів

Заміна недовантаженого трансформатора трансформатором меншої потужності виконується, якщо прогнозований на 4–5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менший нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не приводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більше – і в аварійному) режимі.

Перша умова записується у вигляді

$$K_{3l} < K_{3l}^H, \quad (42)$$

а друга

$$K_{HT} K_{3l} < K_{СП1-1}, \quad (43)$$

де K_3 , K_3^H – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження заміненого трансформатора;

K_{HT} – відношення номінальних потужностей трансформаторів;

$K_{СП}$ – коефіцієнт припустимих систематичних перевантажень трансформатора.

Індекс l відноситься до замінюваного трансформатора, а $l-1$ – до замінювального меншої потужності.

Нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора за наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів цієї потужності визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою

$$K_{3l}^{HP} = \sqrt{\frac{(P_{Xl} - P_{Xl-1}) \cdot T \cdot 3_{EX} - (P_H + P_{\Sigma}) \cdot k_{зам}}{(k_{BT}^2 P_{kl-1} - P_{kl}) \cdot \tau \cdot 3_{EK}}}. \quad (44)$$

В цьому випадку

$$K_{3l}^H = K_{3l}^{HP}.$$

У разі нестачі трансформаторів цієї потужності для заміни недовантажених або перевантажених трансформаторів нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження має бути збільшена

$$K_{3l}^H = 1.1 \cdot K_{3l}^{HP}.$$

У випадку заміни недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії холостого ходу

$$\delta W_X = (P_{Xl} - P_{Xl-1}) \cdot T, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (45)$$

і збільшуються навантажувальні втрати

$$\delta W_K = (K_{HT}^2 P_{kl+1} - P_{kl}) K_{3l}^2 \cdot \tau \cdot K_{II}, \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (46)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії визначається за формулою

$$\delta W = \delta W_K + \delta W_X \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}. \quad (47)$$

Лабораторна робота № 1

Тема. Формування розрахункової моделі електричної мережі та аналіз усталеного режиму.

Мета. Вивчити обсяг інформації, необхідний для виконання розрахунку усталеного режиму різними методами. Ознайомитись з методами забезпечення відсутньою інформацією під час формування розрахункової моделі.

Порядок виконання роботи

1. Визначити ємнісні провідності ліній електропередач 330 та 110 кВ.

1.1. Визначити довжину ліній електропередач:

$$L = \frac{X_{\text{л}}}{x_0}, \quad (1.1)$$

де $X_{\text{л}}$ – реактивний опір лінії, Ом/км;

x_0 – питомий реактивний опір лінії, Ом/км (для ЛЕП 330 кВ – $x_0 \approx 0,3$ Ом/км ; для ЛЕП 110 кВ – $x_0 \approx 0,4$ Ом/км).

1.2. Визначити питомий активний опір ліній електропередач:

$$r_0 = \frac{R_{\text{л}}}{L}, \quad (1.2)$$

де $R_{\text{л}}$ – активний опір лінії.

1.3. За значенням питомого активного опору з довідника визначити марку проводу.

1.4. Визначити ємнісну провідність лінії електропередач:

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot L. \quad (1.3)$$

1.5. Результати розрахунків подати у вигляді таблиці 1.1:

Таблиця 1.1 – Результати розрахунків

Лінія	L, км	R _л , Ом	X _л , Ом	B _л ·10 ⁻⁶ , См	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км	Марка проводу f, мм.кв.

2. Сформувати файл вихідних даних для розрахунку усталеного режиму.
3. Виконати розрахунок усталеного режиму за допомогою ПК АЧП.
4. Виконати аналіз результатів розрахунку. Звернути увагу на режим напруг, втрати в окремих лініях електропередач та в мережі загалом.
5. Зробити висновки. Намітити заходи з підвищення ефективності передачі електроенергії.

Контрольні запитання

1. Призначення програмного комплексу АЧП.
2. Усталений режим електричної системи.
3. Параметри заступних схем ліній електропередач різних класів напруги.
4. Склад параметрів електричної мережі, необхідний для розрахунку її усталеного режиму.
5. Методи розрахунку усталеного режиму електричної системи.
6. Уніфікований формат подання даних в програмах розрахунку та оптимізації нормальних режимів електричних систем.
7. Поняття базисного та балансувального вузла.

Лабораторна робота № 2

Тема. Зниження втрат потужності та електроенергії в електричних мережах шляхом оптимізації перерізів проводів ліній електропередач.

Мета. Ознайомитись з методами вибору перерізів проводів ліній електропередач. Дослідити вплив коригування перерізів проводів на втрати в електричних мережах.

Порядок виконання роботи

1. Виконати розрахунок усталеного режиму електричної мережі та проаналізувати його результати.
2. Визначити склад ліній електропередач, що підлягають оптимізації.
 - 2.1. З переліку ліній електропередач відібрати 5 ліній з найбільшими втратами потужності.
 - 2.2. З вибраних ліній виділити :
 - лінію з найбільшим перетоком потужності;
 - лінію з найменшим перерізом;
 - лінію найбільшої довжини.
3. Для кожної з відібраних ліній електропередач визначити оптимальний переріз з огляду на термін окупності реконструкції за такими виразами.

Капітальні витрати на спорудження лінії, тис. грн:

$$K = L \cdot C_0, \quad (2.1)$$

де L – довжина лінії електропередач, км;

C_0 – вартість спорудження одного кілометра лінії заданого перерізу, тис. грн.

Капітальні витрати на реконструкцію ЛЕП, тис. грн:

$$K_p = 0.6 \cdot K_H. \quad (2.2)$$

Зміна експлуатаційних витрат, тис. грн:

$$\Delta E = \frac{(K_H - K_C) \cdot a_{лен} \%}{100\%}, \quad (2.3)$$

де $a_{лен}$ – щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ЛЕП. Для ЛЕП 110 кВ на залізобетонних опорах $a_{лен} = 2,8\%$ [2].

Зміна втрат потужності, МВт:

$$d\Delta P = \Delta P' - \Delta P'', \quad (2.4)$$

де $\Delta P', \Delta P''$ – значення втрат потужності до та після коригування розрахункової моделі, відповідно.

Зміна вартості втрат електроенергії, тис. грн:

$$\Delta E_{\Delta W} = p_H \cdot d\Delta P \cdot \tau, \quad (2.5)$$

де τ – час втрат, $\tau = 3000$ (год) [2];

p_H – вартість однієї МВт·год. Відпущеної електроенергії, $p_H = 0,15$ МВт·год [2].

Термін окупності реконструкції лінії електропередач, років:

$$T = \frac{K}{\Delta E_{\Delta W} - \Delta E}. \quad (2.6)$$

Якщо значення терміну окупності перевищує 8 років, то це говорить про недоцільність реконструкції. Результати розрахунків занести у таблицю 2.1.

4. Відкоригувати файл вхідних даних та виконати розрахунок реконструйованої електричної мережі.

5. Проаналізувати результати розрахунків та зробити висновки.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків

Переріз ЛЕП	Капітальні витрати на спорудження старої ЛЕП	Капітальні витрати на спорудження нової ЛЕП	Капітальні витрати на реконструкцію	Зміна експлуатаційних витрат	Втрати потужності	Зміна втрат потужності	Зміна вартості втрат електроенергії	Термін окупності
F мм. кв.	K_c тис. грн	K_n тис. грн	K_p тис. грн	ΔE тис. грн	ΔP МВт	$d\Delta P$ МВт	$\Delta E_{\Delta W}$ тис. грн	T рік

Контрольні запитання

1. Причини підвищення втрат електроенергії в Україні.
2. Структура втрат електроенергії.
3. Методи вибору марки і площі перерізу проводів ліній електропередач.
4. Неоднорідність електричних мереж, методи її усунення.
5. Особливості розрахунку однорідної електричної мережі.

Лабораторна робота № 3

Тема. Підвищення експлуатації електричних мереж за рахунок встановлення компенсаторів реактивної потужності.

Мета. Ознайомитись з впливом джерел реактивної потужності на режими роботи електроенергетичної системи. Вивчити методику вибору місць встановлення та потужностей компенсуювальних пристроїв.

Порядок виконання роботи

1. Виконати розрахунок усталеного режиму електричної мережі та проаналізувати його результати.

2. Визначити склад вузлів електричної мережі, для яких доцільним є встановлення компенсуювальних пристроїв з огляду на економічні та технічні фактори.

3. Для кожного з відібраних вузлів за такими виразами визначити оптимальну потужність компенсуювального пристрою за критерієм терміну окупності.

Експлуатаційні витрати, тис. грн:

$$E = \frac{K \cdot a_{обл} \%}{100\%}, \quad (3.1)$$

де K – вартість встановлення компенсуювального пристрою, тис. грн,

$a_{обл}$ – щорічні відчислення на амортизацію ремонт і обслуговування обладнання ($a_{обл}=10,4\%$ – для обладнання до 10 кВ; $a_{обл}=9,4\%$ – для обладнання 35-110 кВ).

Зміна втрат потужності, МВт:

$$d\Delta P = \Delta P' - \Delta P'', \quad (3.2)$$

де $\Delta P', \Delta P''$ – значення втрат потужності до та після коригування розрахункової моделі, відповідно.

Зміна вартості втрат електроенергії, тис. грн:

$$\Delta E_{\Delta W} = p_H \cdot d\Delta P \cdot \tau, \quad (3.3)$$

де τ – час втрат, $\tau = 3000$ (год);

p_H – вартість однієї МВт·год відпущеної електроенергії, $p_H = 0,15$ МВт·год.

Термін окупності реконструкції лінії електропередач, років:

$$T = \frac{K}{\Delta E_{\Delta W} - E}. \quad (3.4)$$

Якщо значення терміну окупності перевищує 8 років, то це вказує на недоцільність встановлення компенсуючого пристрою. Результати розрахунків подати у вигляді табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків

Тип конденсаторів компенсуючого пристрою	Встановлена потужність	Капітальні витрати	Експлуатаційні витрати	Втрати потужності	Зміна втрат потужності	Зміна вартості втрат електроенергії	Термін окупності
	$Q_{\text{в}}$ МВт	K тис. грн	E тис. грн	ΔP МВт	$d\Delta P$ МВт	$\Delta E_{\Delta W}$ тис. грн	T рік

4. Відкоригувати файл вхідних даних та виконати розрахунок реконструйованої електричної мережі;
5. Проаналізувати результати розрахунків та зробити висновки.

Контрольні запитання

1. Умови застосування компенсації реактивної потужності.
2. Види компенсувальних пристроїв.
3. Вплив компенсаторів реактивної потужності на втрати потужності та електроенергії електричній мережі.
4. Вплив компенсаторів реактивної потужності на режим напруги в електричній мережі.
5. Визначення оптимальної потужності КРП для радіальної мережі.

Лабораторна робота № 4

Тема. Оптимізація розподілу потоків активної потужності в замкнених контурах електричної мережі.

Мета. Вивчення методів оптимізації розподілу потоків активної потужності в замкнених контурах електричної мережі.

Порядок виконання роботи

1. Перевести ПК АЧП в режим оптимізації розподілу потоків активної потужності в контурах електричної мережі (ЕМ).

2. Адаптувати файл даних з розрахунковою моделлю до виконання оптимізаційних розрахунків: відмітити регульовальні пристрої (РП), що будуть брати участь у оптимальному керуванні.

3. Виконати оптимізаційний розрахунок.

4. Почергово вилучити РП з регулювання та повторно виконати оптимізаційний розрахунок.

5. Отримані результати подати у вигляді табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати роботи програми

Склад РП	Втрати потужності в поточному режимі	Втрати потужності в оптимальному режимі	Зниження втрат за рахунок оптимізації	К-ть перемикачів, необхідна для переходу в оптимальний режим	Середня ефективність одного преремикування
	ΔP , МВт	ΔP_0 , МВт	$d\Delta P$, МВт	N_p	%
1, 2, 3					
1, 2					
1, 3					
2, 3					

6. Проаналізувати результати розрахунків та зробити висновки, оформити звіт.

Контрольні запитання

1. Параметри і схема заміщення трансформатора.
2. Призначення та спрощена схема РП трансформатора.
3. Неоднорідність електроенергетичної системи.
4. Зустрічне регулювання напруги.
5. Компенсація негативного впливу неоднорідності на етапі експлуатації.

Лабораторна робота № 5

Тема. Формування розрахункової моделі електричної мережі 10 кВ та аналіз усталеного режиму засобами ПК «Втрати».

Мета. Вивчити обсяг інформації, необхідний для виконання розрахунку усталеного режиму розподільних електричних мереж та формування її розрахункової моделі.

Порядок виконання роботи

1. Сформувати файл вихідних даних для розрахунку усталеного режиму.
2. Виконати розрахунок усталеного режиму за допомогою програми «Втрати 10/0,4 кВ».
3. Виконати аналіз результатів розрахунку. Звернути увагу на режим напруг, втрати в окремих фідерах та в мережі загалом.
4. Зробити висновки. Намітити заходи з підвищення ефективності передачі електроенергії.

Контрольні запитання

1. Призначення програмного комплексу «Втрати».
2. Параметри заступних схем розподільних електричних мереж.
3. Склад параметрів електричної мережі 10 кВ, необхідний для розрахунку її усталеного режиму.
4. Параметри, що використовуються для опису фідерів та підстанцій.

Лабораторна робота № 6

Тема. Зниження втрат потужності та електроенергії в розподільних електричних мережах шляхом оптимізації нормальної схеми електричної мережі.

Мета. Ознайомитись з методами оптимізації схем розподільних електричних мереж. Дослідити вплив розподілу навантаження між фідерами електричної мережі на втрати електричної енергії в ній.

Порядок виконання роботи

1. Виконати розрахунок усталеного режиму за допомогою програми «Втрати 10/0,4 кВ» та провести аналіз результатів розрахунку. Звернути увагу на втрати потужності та електричної енергії в мережі загалом та у фідерах, що розглядаються.

2. Провести розрахунок усталеного режиму електричної мережі у разі замикання фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання. Звернути увагу на середнє значення контрольних замірів струму в голові кожного з фідерів.

3. За напрямком струмів замкненого контуру знайти вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу.

4. Перевести схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконати розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми «Втрати 10/0,4 кВ».

5. Виконати порівняльний аналіз результатів розрахунку вихідної, замкненої та оптимізованої схем електричної мережі. Звернути увагу на режим напруг, зміну втрат електричної енергії та потужності в окремих фідерах електропередач та мережі загалом.

6. Зробити висновки. Визначити доцільність проведення оптимізації та її ефективність.

Контрольні запитання

1. Методи оптимізації схем розподільних електричних мереж.
2. Як впливає розподіл навантаження між фідерами електричної мережі на втрати електричної енергії в ній?
3. Методи зниження втрат потужності та електроенергії в розподільних електричних мережах.
4. Що таке точка поточкорозподілу та як її визначити?

Список використаної літератури

1. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009 – К. : 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

2. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Железко Ю. С. – М. : ЭНПАС, 2009. – 456 с.

3. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники / Бессонов Л. А. – М. : Высшая школа, 1967. – 775 с.

4. Воротницкий В. Э. Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспортировку в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. – 93 с.

5. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях / [Воротницкий В. Э., Лежнюк П. Д., Серова И. А., Стан В. В.]. – М. : СПО Союзтехэнерго, 1990. – 279 с.

6. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / Холмский В. Г. – М. : Высшая школа, 1975. – 279 с.

7. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей / Мельников Н. А. – М. : Энергия, 1972. – 232 с.

8. Лежнюк П. Д. Оптимальное керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

9. Лежнюк П. Д. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Д. И. Оболонский // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 2–8.

10. Лежнюк П. Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом

линеаризации / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 5–11.

11. Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами : монографія. / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 122 с.

12. Відновлювані джерела в розподільчих мережах : [монографія] / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : ВНТУ, 2014. – 204 с.

13. Лежнюк П. Д. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії : монографія / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 286 с.

14. Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії : [навчальний посібник] / Л. Н. Добровольська, В. І. Волинець, Л. С. Собчук, В. В. Черкашина. – Луцьк : РВВ Луцького НТУ, 2016. – 286 с.

15. Побудова схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ. Методичні рекомендації : СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100277-99:2014. – К. : ТОВ «Торговий дім» – «ЕЛВО-Україна», 2014. – 42 с.

16. Вимоги до вітрових і сонячних станцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергосистемою України. СОУ НЕК 341.001:2019. К. : НПЦР ОЕС України, 2019. – 43 с.

17. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 172 с.

18. Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2003. – 280 с.

Додаток А

Приклад до лабораторної роботи № 2

Для лінії електричних передач довжиною $L=10$ км, перерізом проводу $f=95$ мм² та втратами потужності $\Delta P=6,2$ МВт, визначити оптимальний переріз з виконанням техніко-економічного розрахунку реконструкції лінії.

Розрахунок

1. Визначимо капітальні витрати на спорудження лінії з параметрами, що вказані в умові

$$K_C = 10 \cdot 77.91 = 779.1 \text{ тис. грн.}$$

2. Визначимо капітальні витрати на спорудження лінії електропередач у випадку збільшення перерізу:

$$K_H = 10 \cdot 80.03 = 800.3 \text{ тис. грн.}$$

3. Визначимо капітальні витрати на реконструкцію ЛЕП

$$K_p = 0.6 \cdot 800.3 = 480.18 \text{ тис. грн.}$$

4. Визначимо зміну експлуатаційних витрат

$$\Delta E = \frac{(800,3 - 779,1) \cdot 2,8}{100} = 0,59 \text{ тис. грн.}$$

5. Відкоригувавши файл вхідних даних шляхом зміни параметрів ЛЕП, викликаної зміною перерізу, виконаємо розрахунок. Отримане значення втрат потужності становить $\Delta P=6$ МВт. Розрахуємо значення зміни втрат потужності:

$$d\Delta P = 6.2 - 6 = 0.2 \text{ МВт}$$

6. Визначимо зміну вартості втрат електроенергії:

$$\Delta E_{\Delta W} = 0.15 \cdot 0.2 \cdot 3000 = 90 \text{ тис. грн.}$$

7. Визначимо значення терміну окупності реконструкції лінії електропередач:

$$T = \frac{480.18}{90 - 0.59} = 5,37 \text{ років.}$$

Виконаємо аналогічні розрахунки для решти перерізів та занесемо отримані дані у таблицю:

Переріз ЛЕП	Капітальні витрати на спорудження старої ЛЕП	Капітальні витрати на спорудження нової ЛЕП	Капітальні витрати на реконструкцію	Зміна експлуатаційних витрат	Втрати потужності	Зміна втрат потужності	Зміна вартості втрат електроенергії	Термін окупності
f мм. кв.	K_c тис. грн	K_n тис. грн	K_p тис. грн	ΔE тис. грн	ΔP МВт	$d\Delta P$ МВт	$\Delta E_{\Delta w}$ тис. грн	T рік
95	779,1	-	-	0	6,2	0	0	-
120		800,3	480,18	0,5936	6	0,2	90	5,37076
150		890,4	534,24	3,1164	5,95	0,25	112,5	4,8841
185		975,2	585,12	5,4908	5,8	0,4	180	3,35295
240		1060	636	7,8652	5,79	0,41	184,5	3,60065

На основі отриманих результатів робимо висновок про доцільність зміни перерізу проводу заданої ЛЕП на переріз 185 мм².

Приклад до лабораторної роботи № 3

Для підстанції електричної мережі 110/10 з загальними втратами потужності за схемою $\Delta P=6,2$ МВт визначити оптимальну потужність компенсувального пристрою з виконанням техніко-економічного розрахунку.

Розрахунок

1. Визначимо капітальні витрати на встановлення компенсувального пристрою 5 МВАр з довідника:

$$K = 159 \text{ тис. грн.}$$

3. Визначимо експлуатаційні витрати

$$E = \frac{159 \cdot 10,4}{100} = 16,536 \text{ тис. грн.}$$

4. Відкоригуємо файл вхідних даних шляхом врахування компенсувальних пристроїв та виконаємо розрахунок. Отримане значення втрат потужності становить $\Delta P=6$ МВт. Розрахуємо значення зміни втрат потужності:

$$d\Delta P = 6.2 - 6 = 0.2 \text{ МВт}$$

5. Визначимо зміну вартості втрат електроенергії:

$$\Delta E_{\Delta W} = 0.15 \cdot 0.2 \cdot 3000 = 90 \text{ тис. грн.}$$

7. Визначимо значення терміну окупності встановлення обраного компенсувального пристрою:

$$T = \frac{159}{90 - 16,536} = 2,16 \text{ років.}$$

Виконаємо аналогічні розрахунки для решти компенсувальних пристроїв та занесемо отримані дані у таблицю:

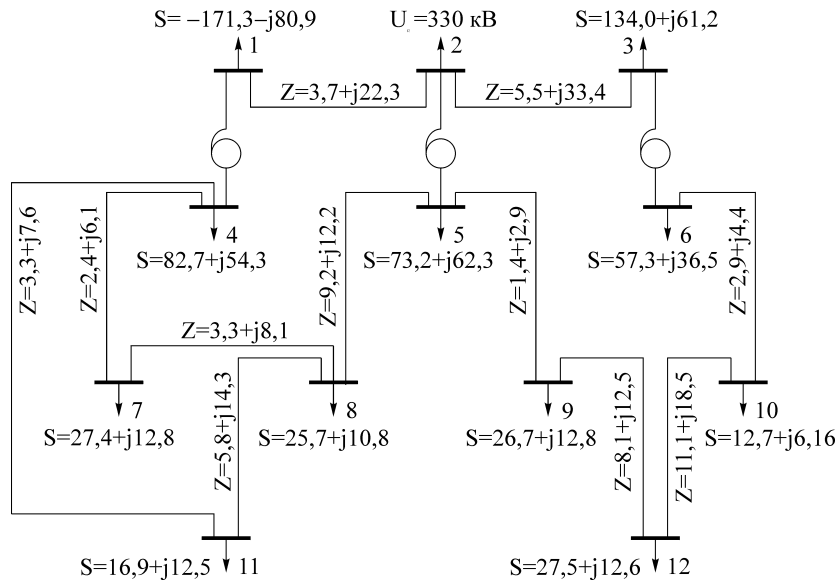
Тип конденсаторів компенсуючого пристрою	Встановлена потужність	Капітальні витрати	Експлуатаційні витрати	Втрати потужності	Зміна втрат потужності	Зміна вартості втрат електроенергії	Термін окупності
	$Q_{\text{в}}$ МВт	К тис. грн	Е тис. грн	ΔP МВт	$d\Delta P$ МВт	$\Delta E_{\Delta w}$ тис. грн	Т рік
Без КП	0	0	0	6,2	0	0	0
КС2-1,05-60	5	159	16,536	6	0,2	90	2,16433
КС2-1,05-60	7,9	212	22,048	5,95	0,25	112,5	2,34378
КС2-1,05-125	52	1537	144,478	5,8	0,4	180	43,269
КС2-1,05-125	93	2067	194,298	5,79	0,41	184,5	210,961

На основі отриманих результатів робимо висновок про доцільність встановлення КП потужністю 5 МВАр.

Додаток Б

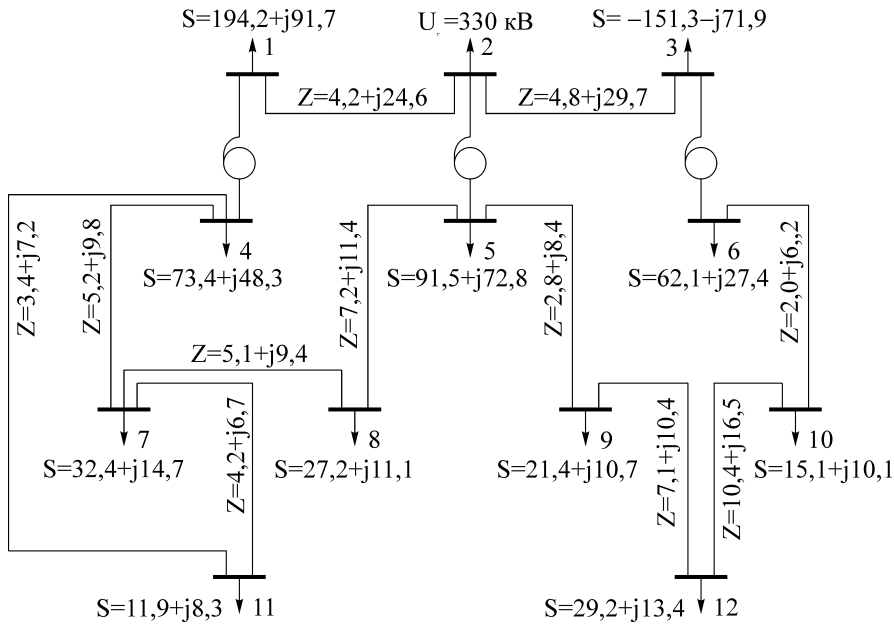
Завдання до виконання лабораторних робіт № 1-4

Завдання № 1



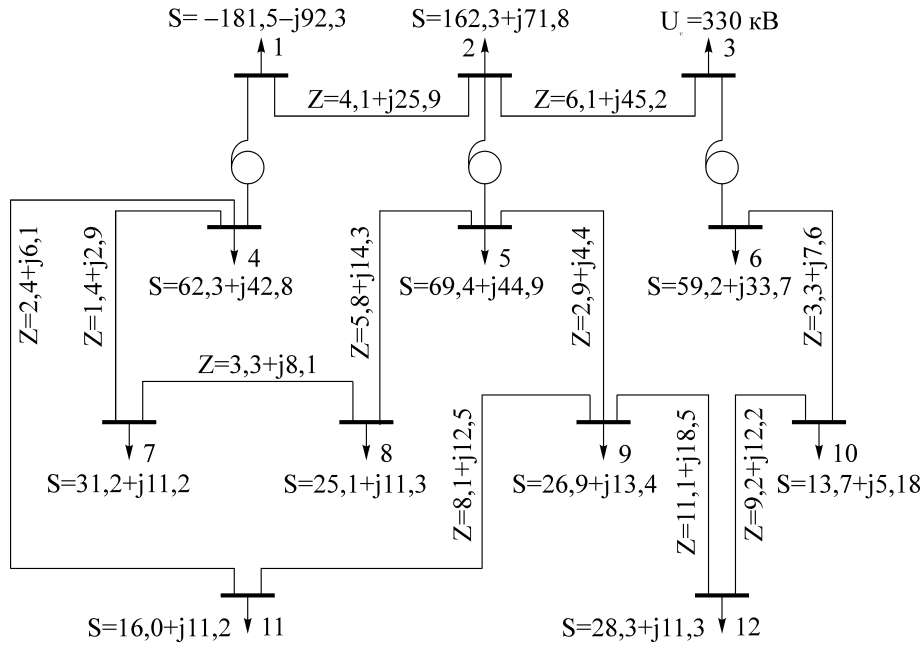
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 2



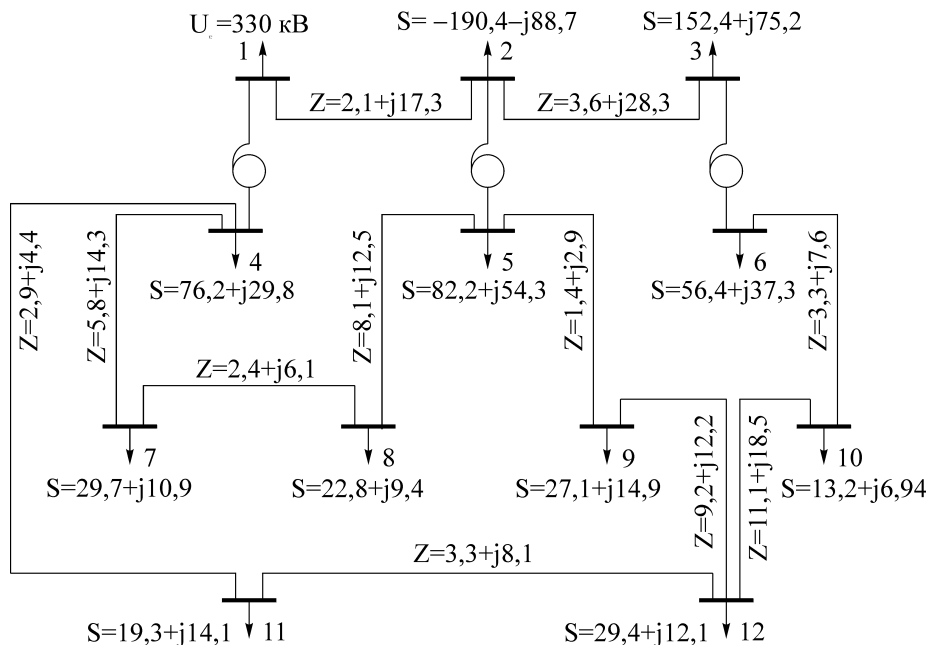
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
2	5	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
3	6	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3

Завдання № 3



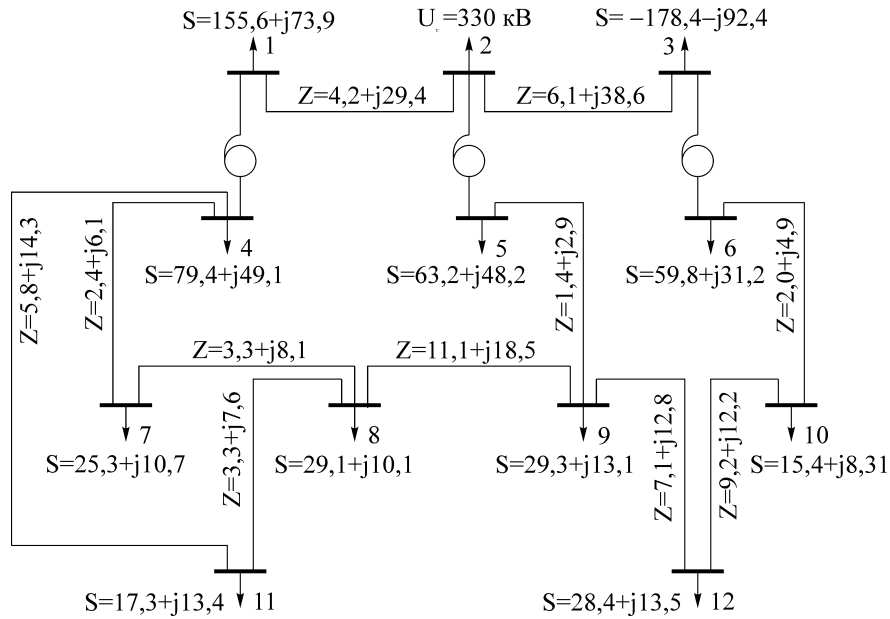
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 4



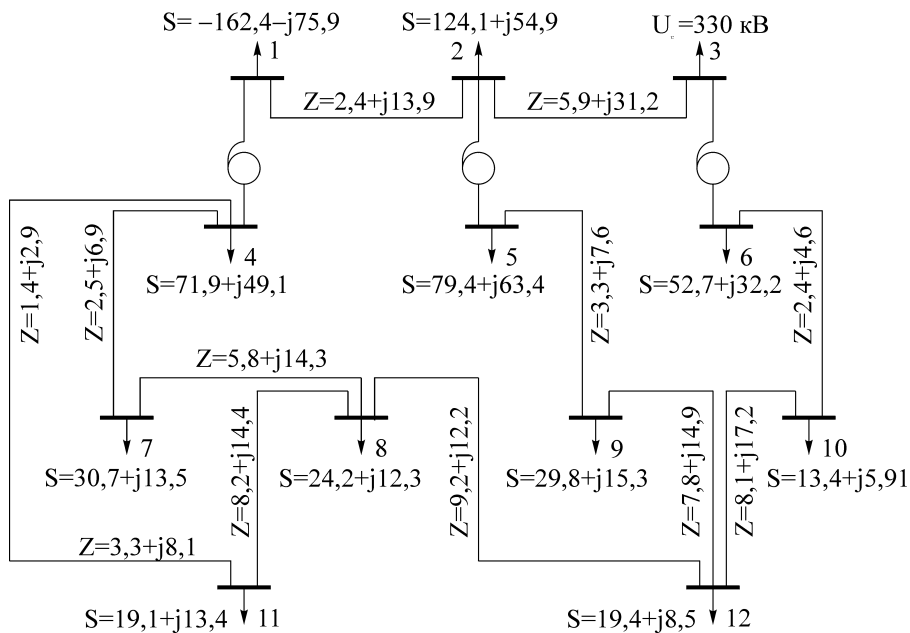
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
3	6	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3

Завдання № 5



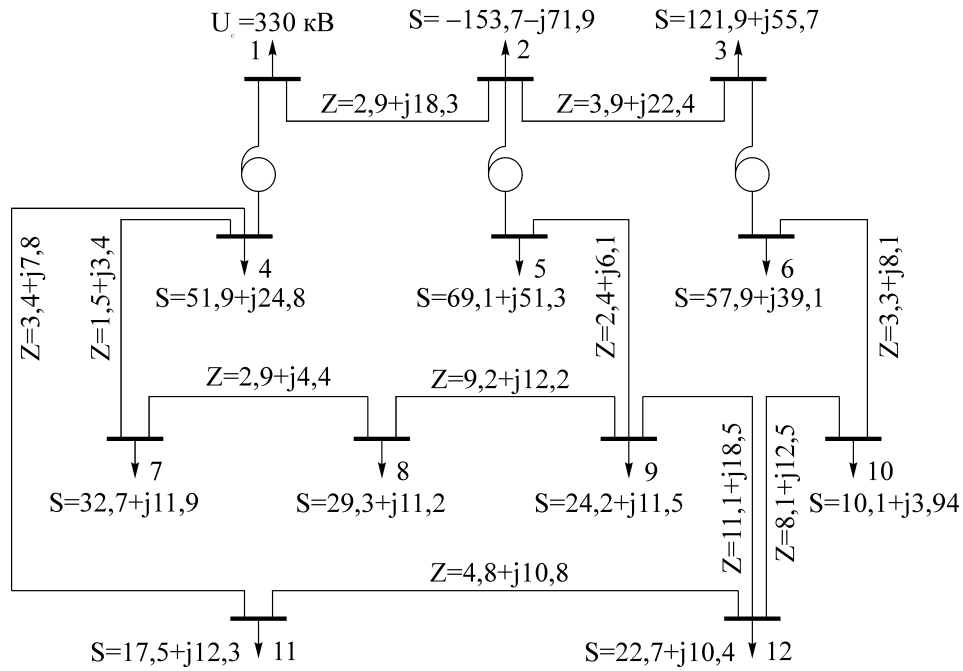
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 6



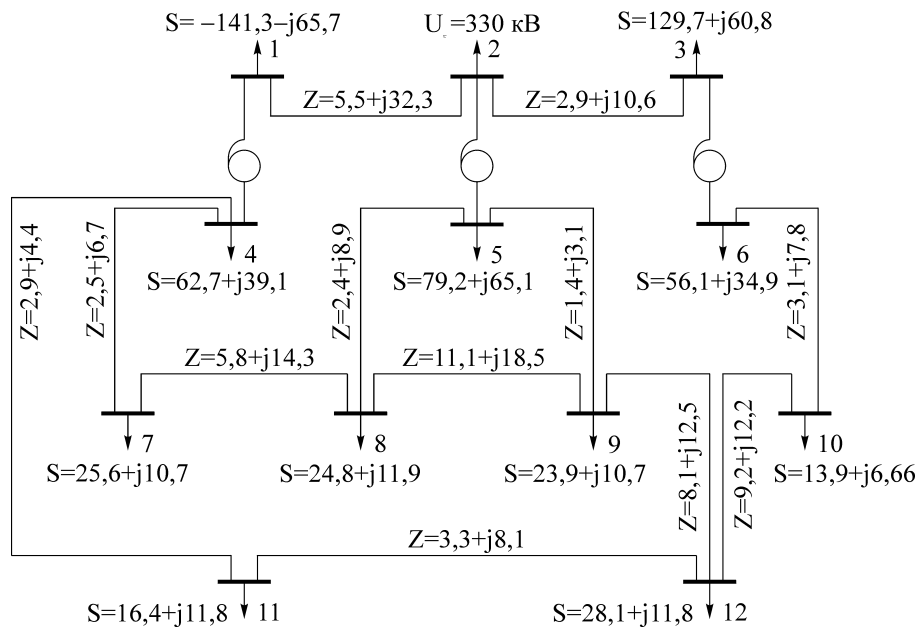
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
2	5	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 7



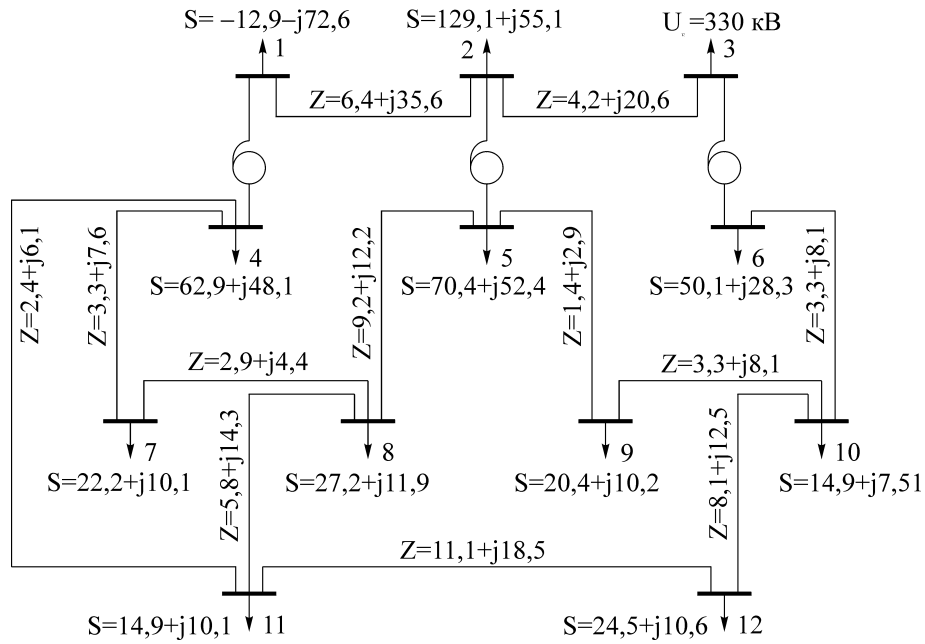
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 8



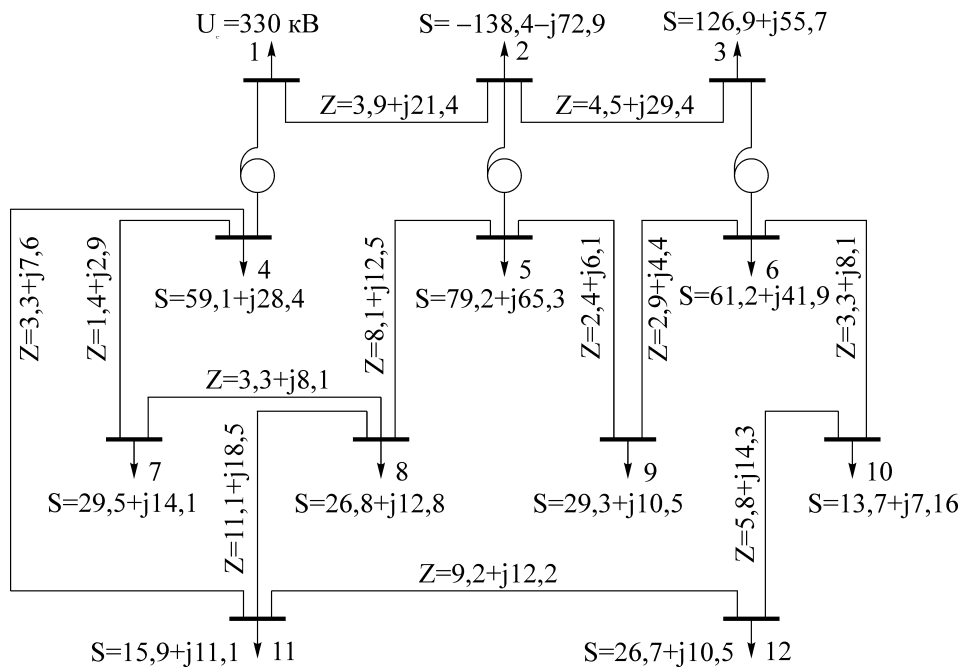
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 9



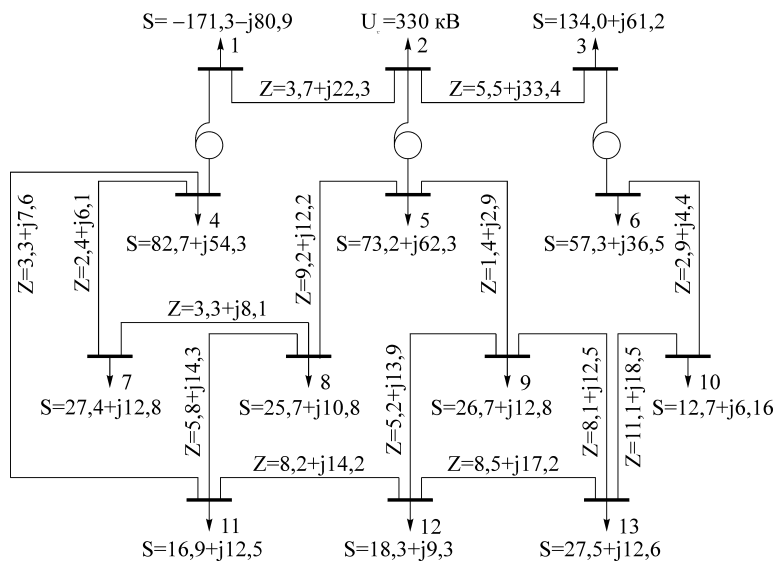
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 10



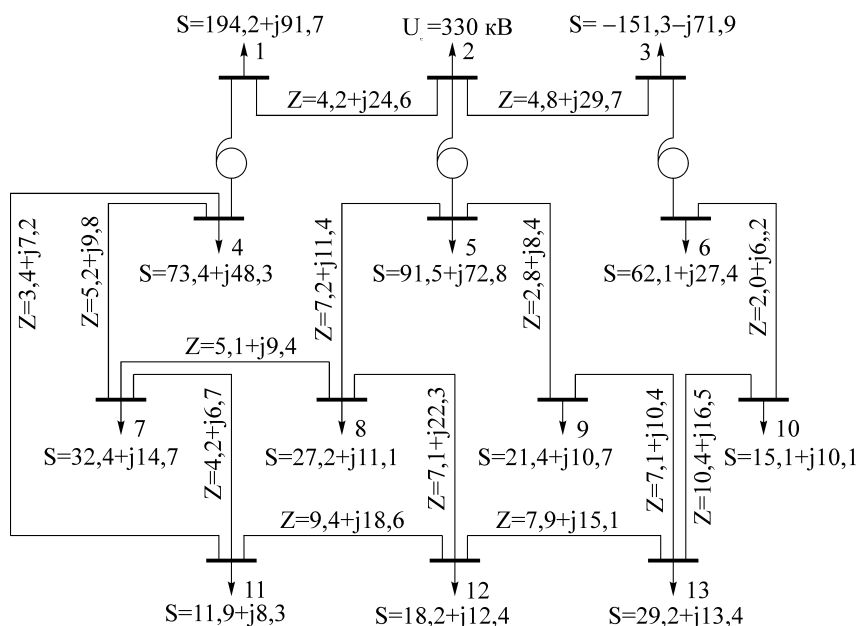
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 11



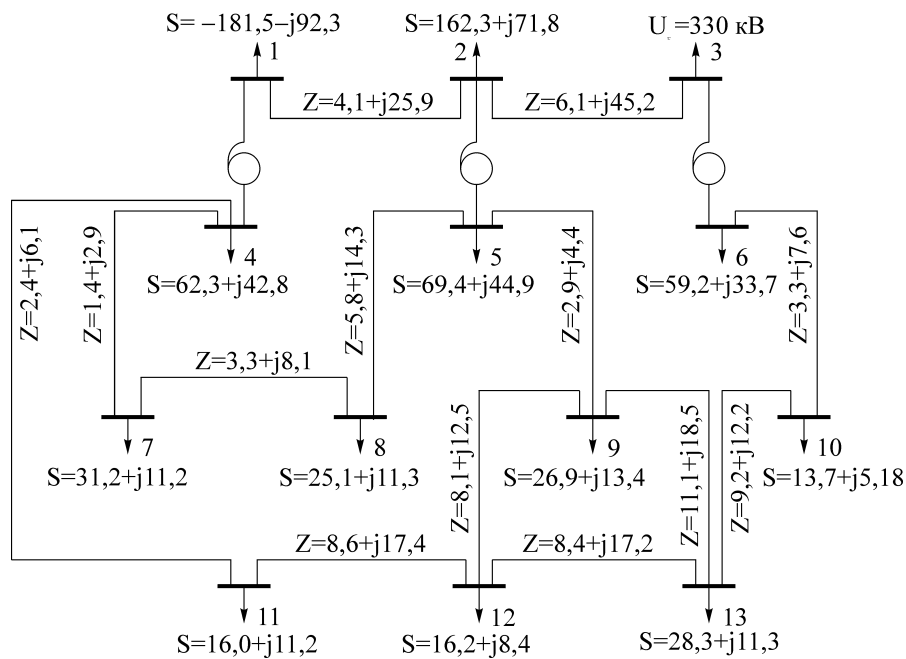
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
2	5	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
3	6	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3

Завдання № 12



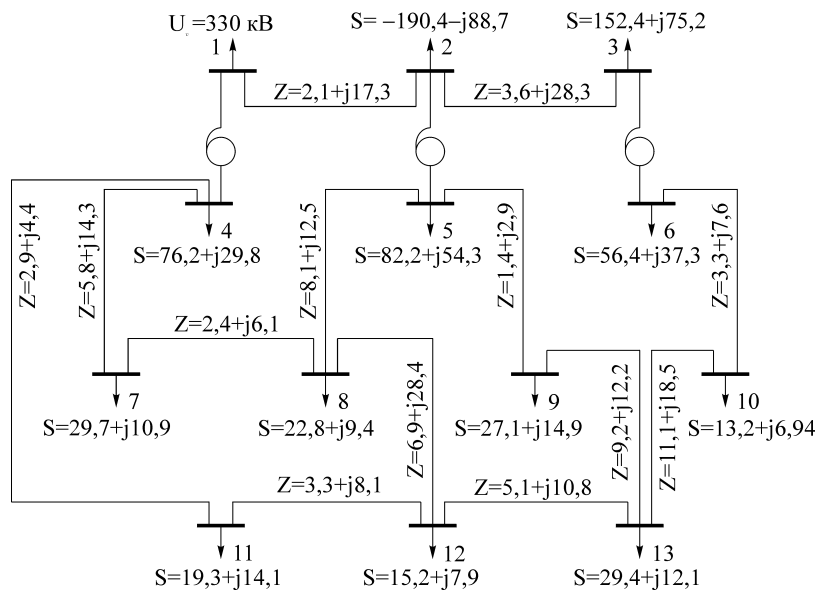
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 13



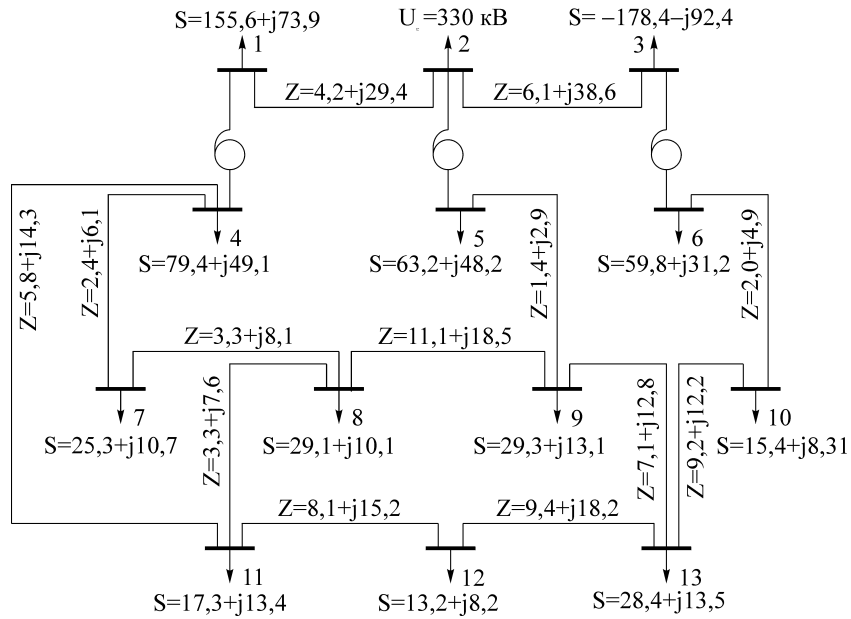
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
3	6	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3

Завдання № 14



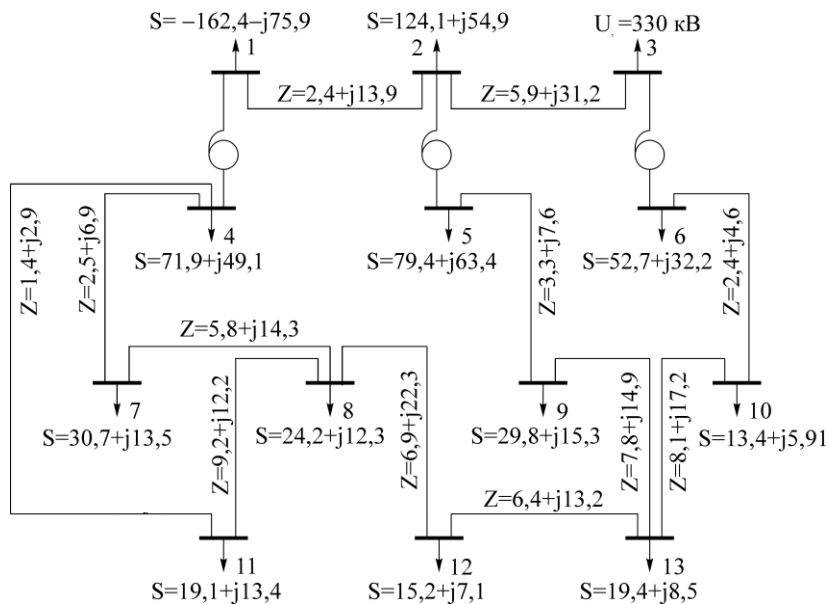
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	$\Delta K_{тр}$	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 15



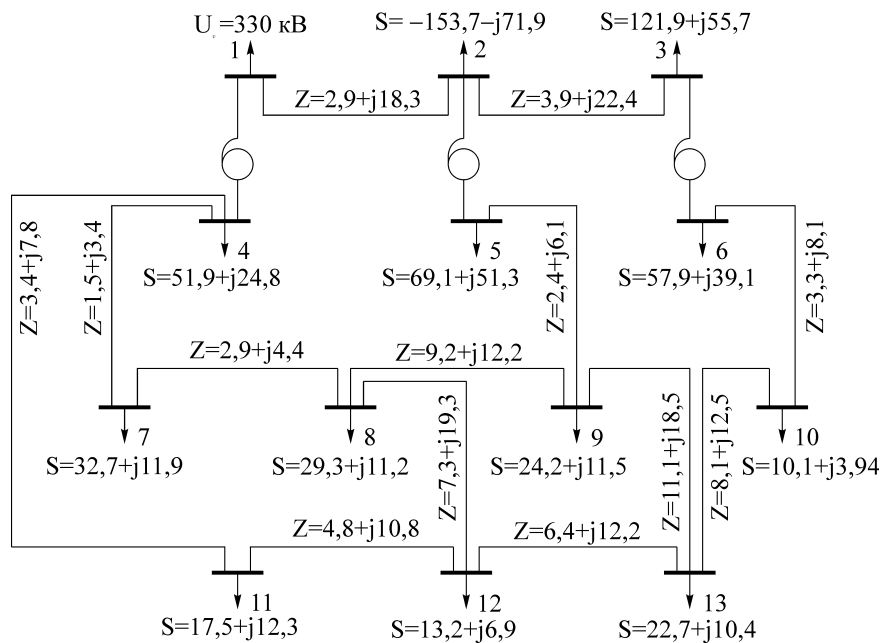
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	Δ Ктр	Тип РПН
1	4	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
2	5	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 16



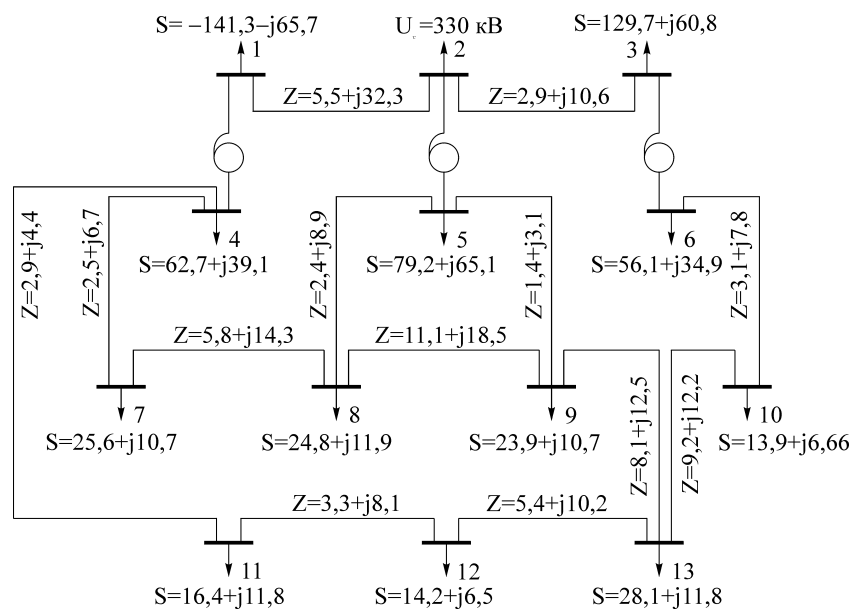
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	Δ Ктр	Тип РПН
1	4	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 17



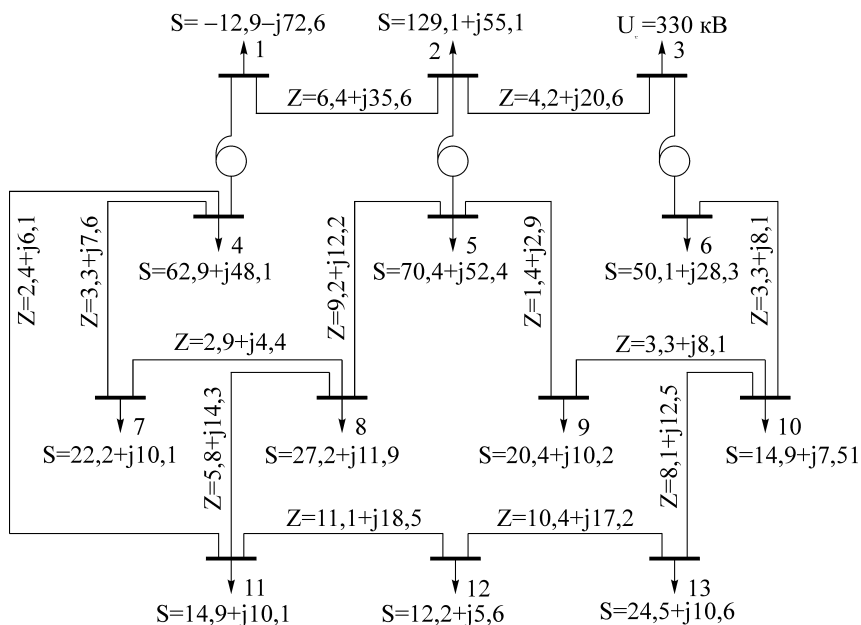
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	1,23	47,8	0,334	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 18



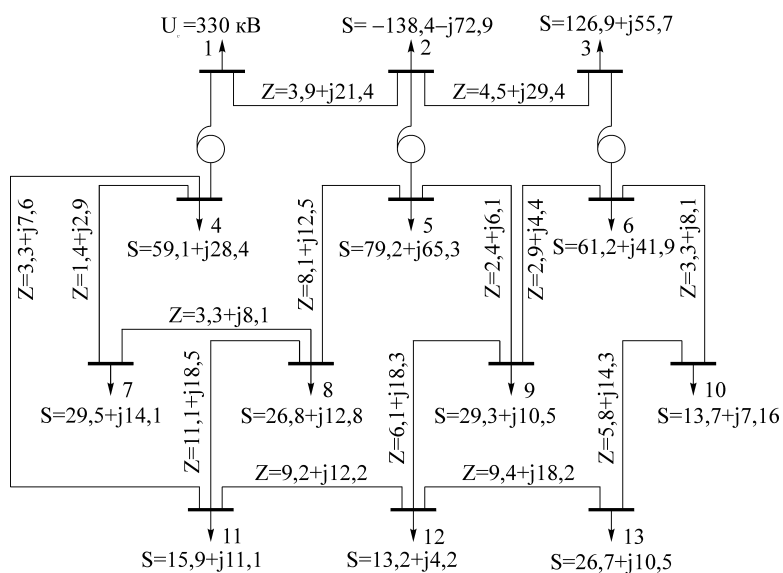
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

Завдання № 19



№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
2	5	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5
3	6	1,32	57,9	0,348	0,307	0,390	0,007	3

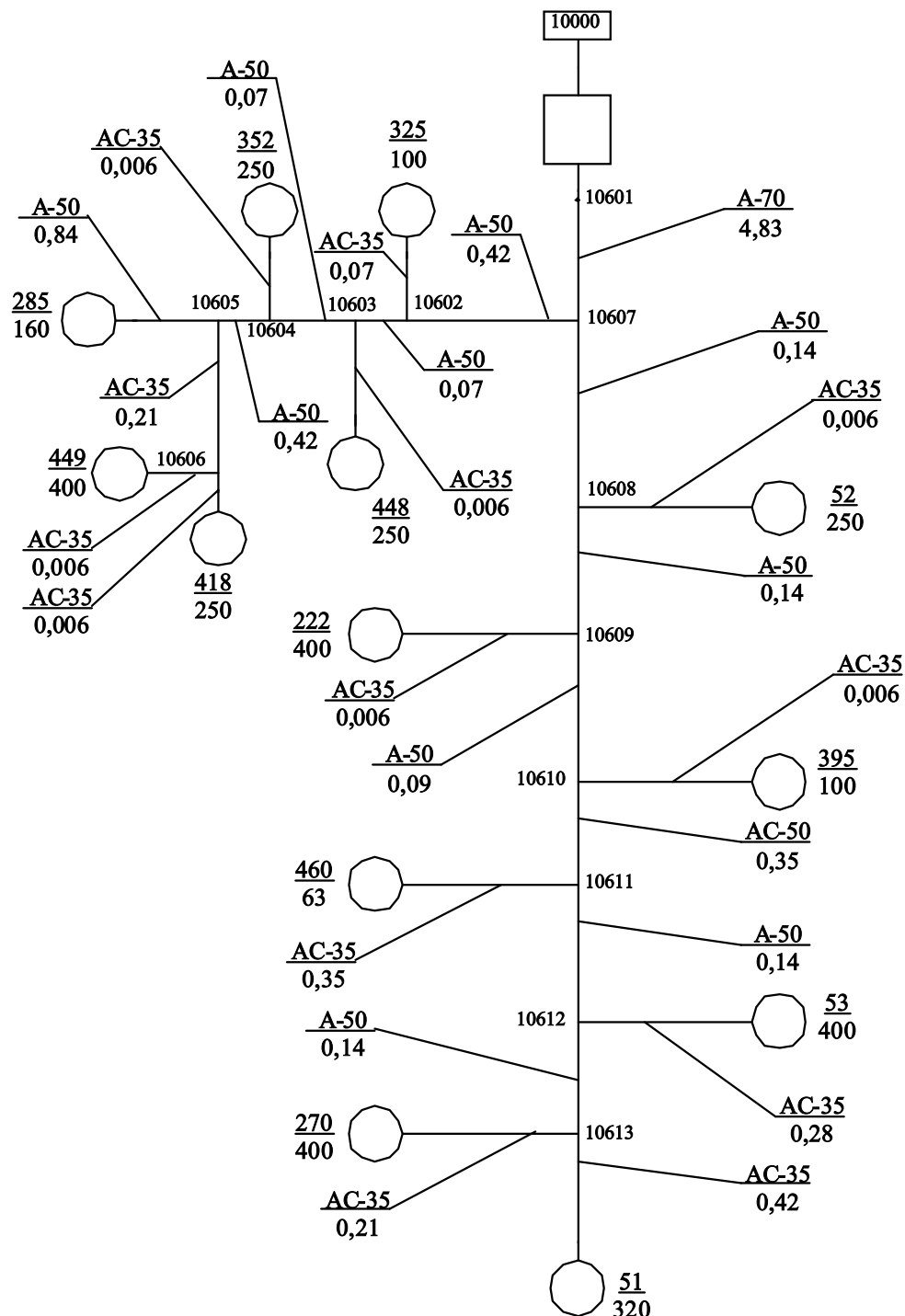
Завдання № 20

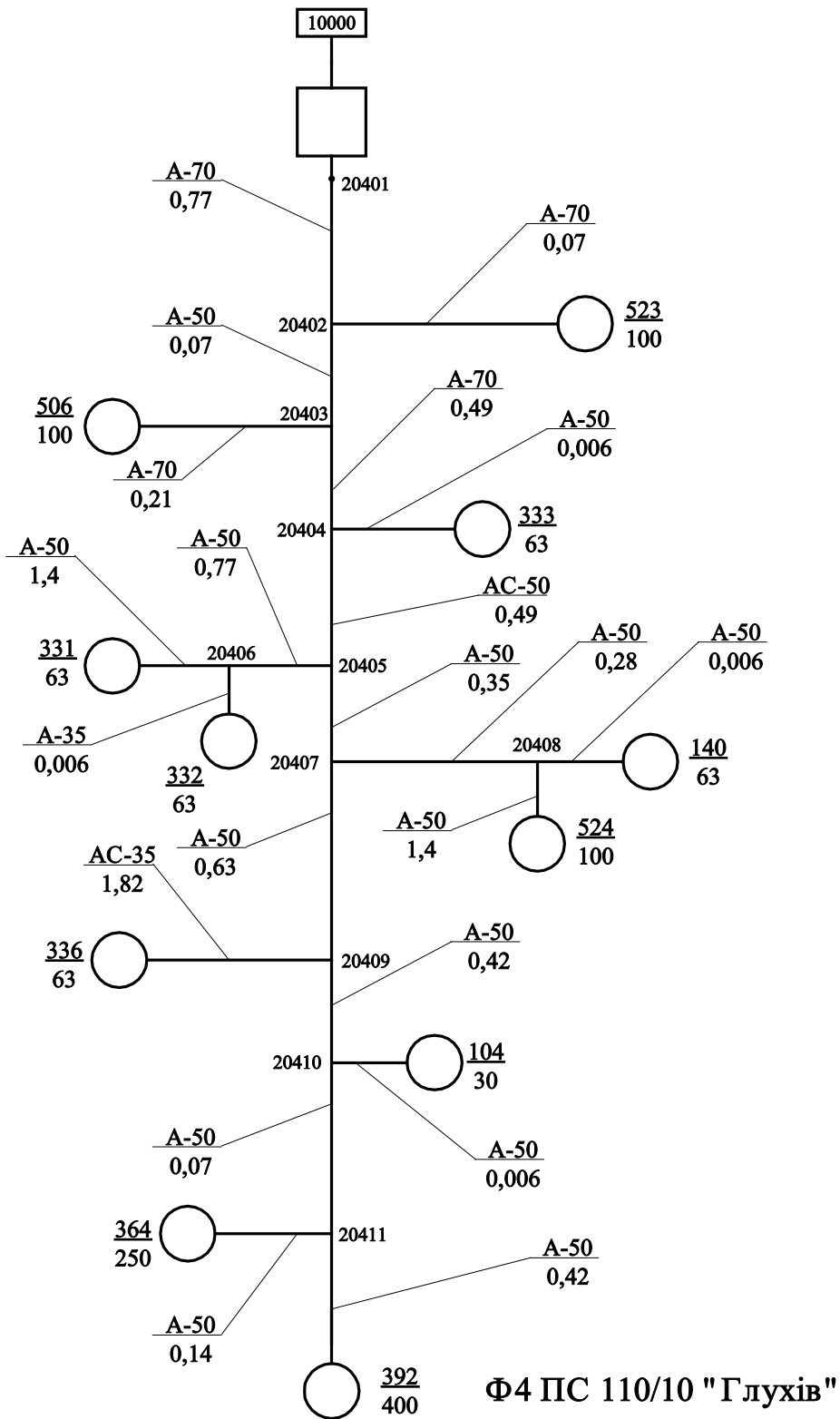


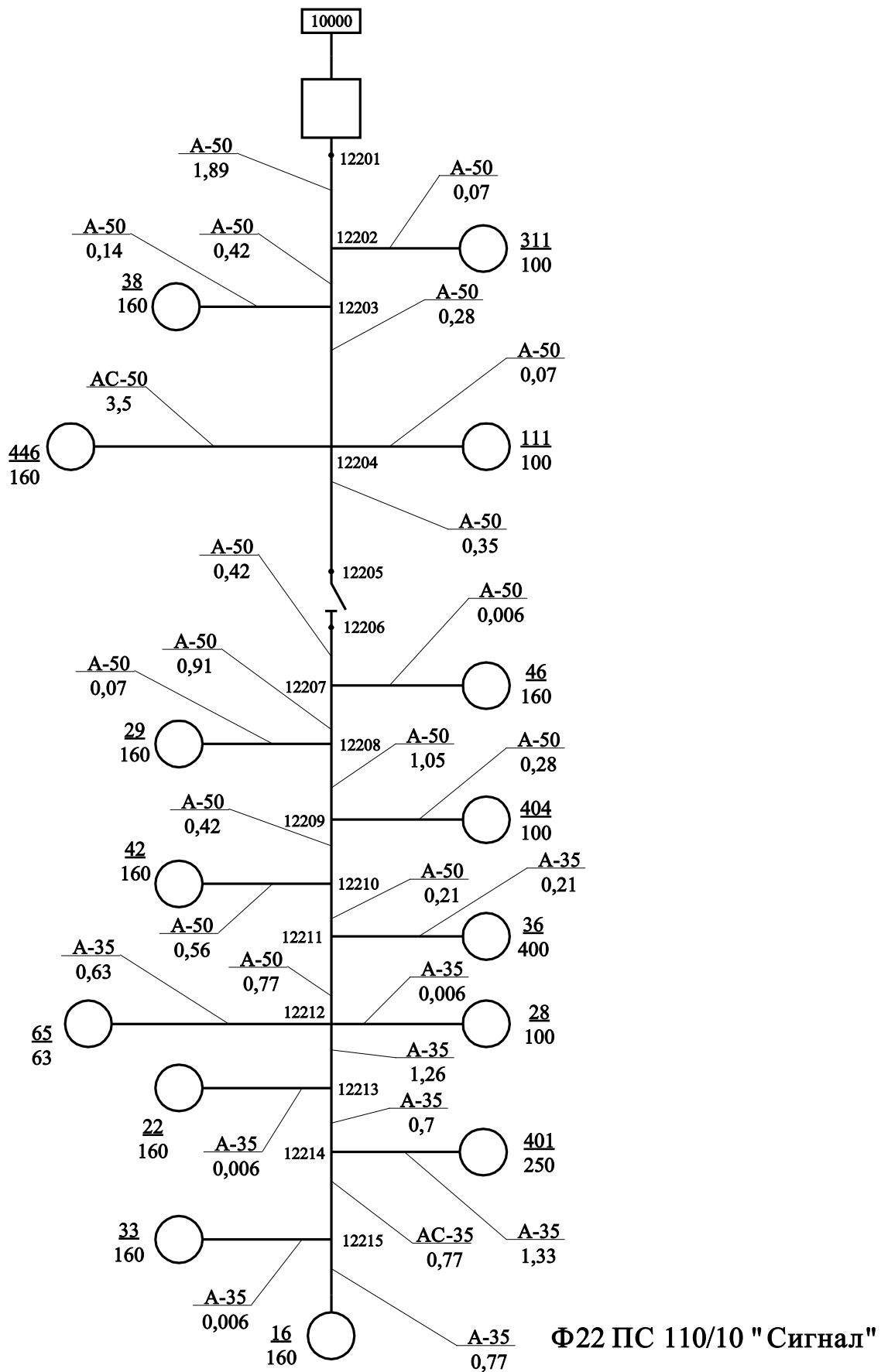
№ I	№ II	R, Ом	X, Ом	Ктр	Ктр min	Ктр max	ΔКтр	Тип РПН
1	4	0,79	28,3	0,341	0,307	0,391	0,007	5
2	5	1,00	30,0	0,362	0,307	0,390	0,007	3
3	6	2,64	94,1	0,342	0,307	0,391	0,007	5

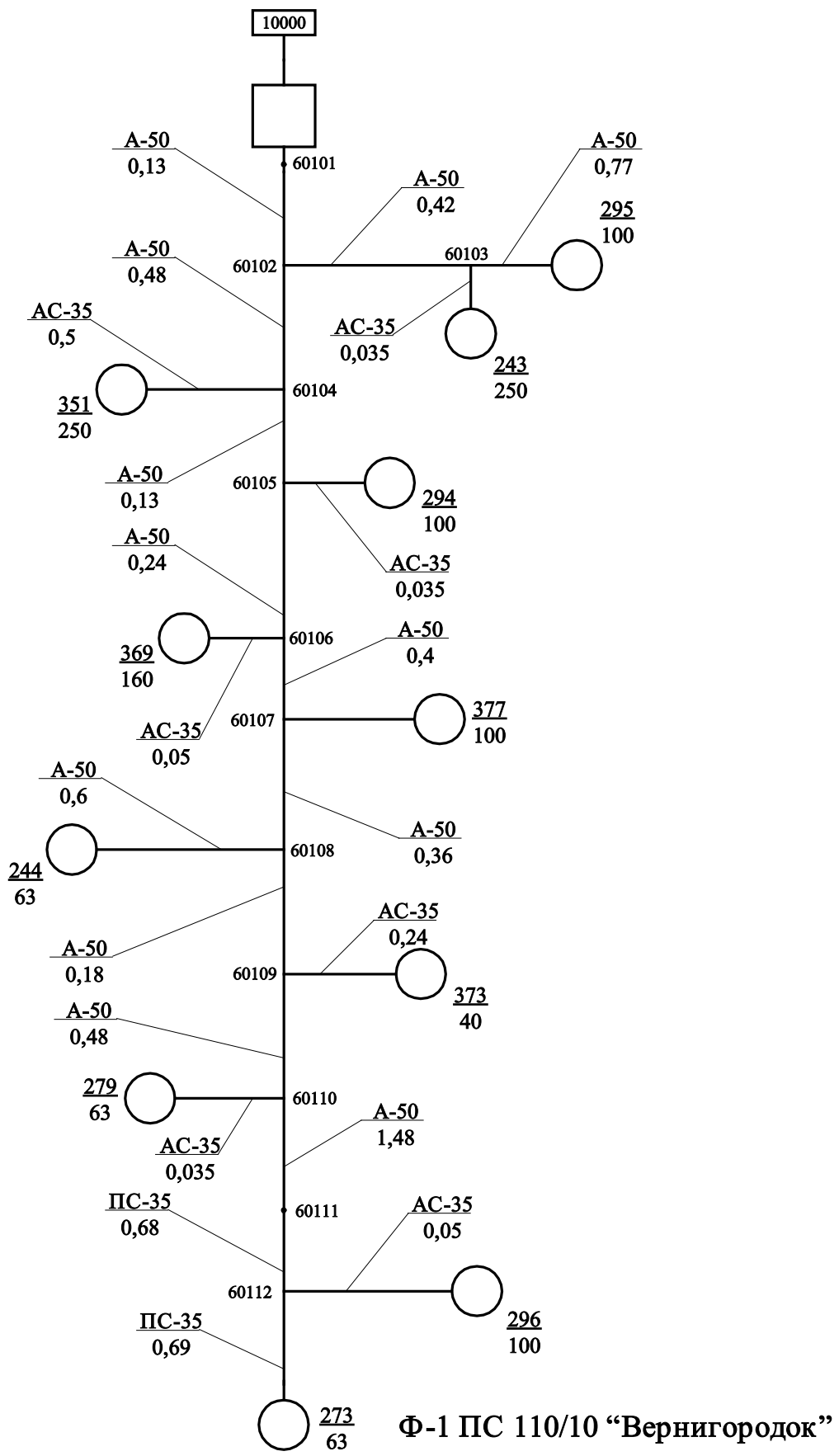
Додаток В

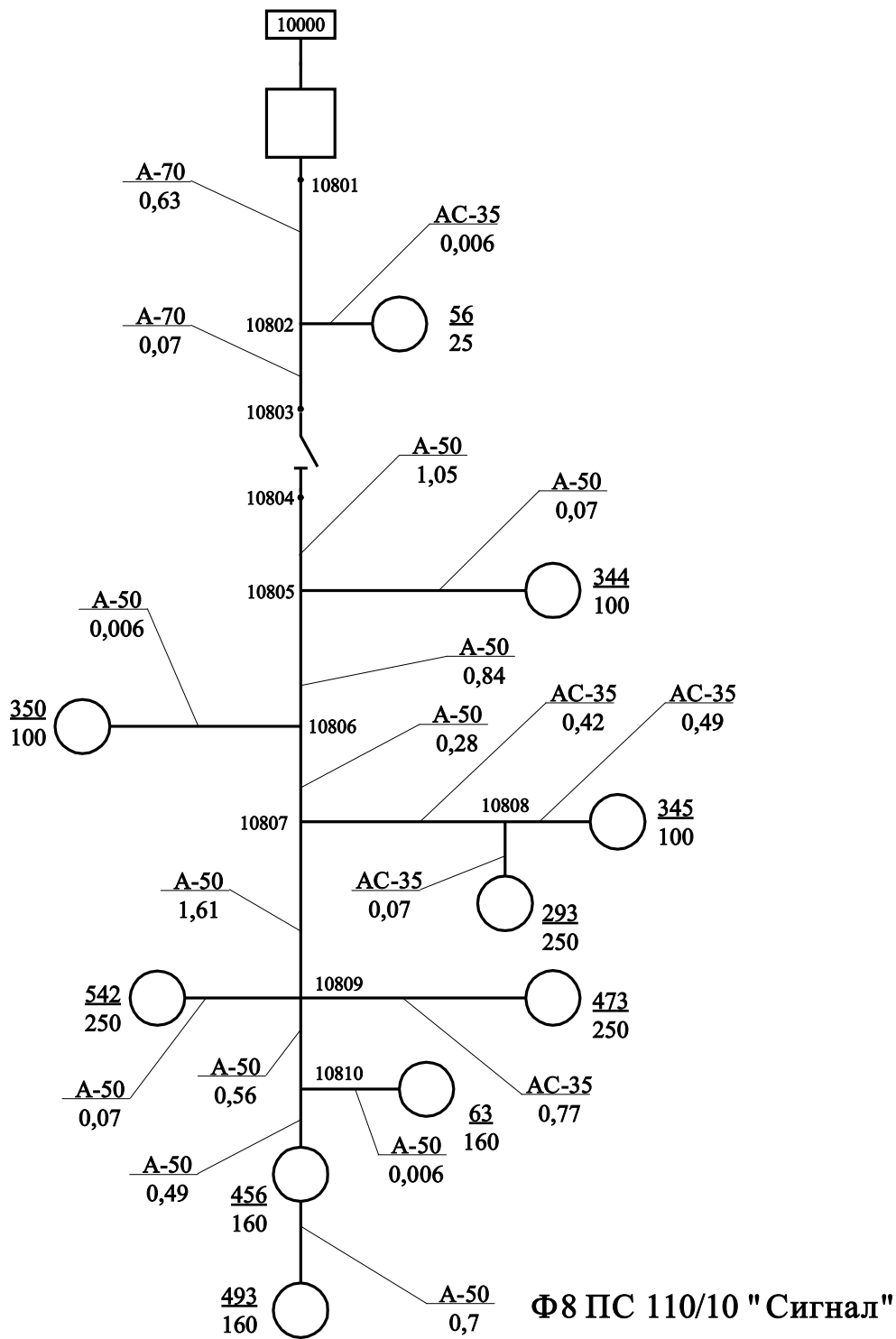
Завдання до виконання лабораторних робіт № 5, 6

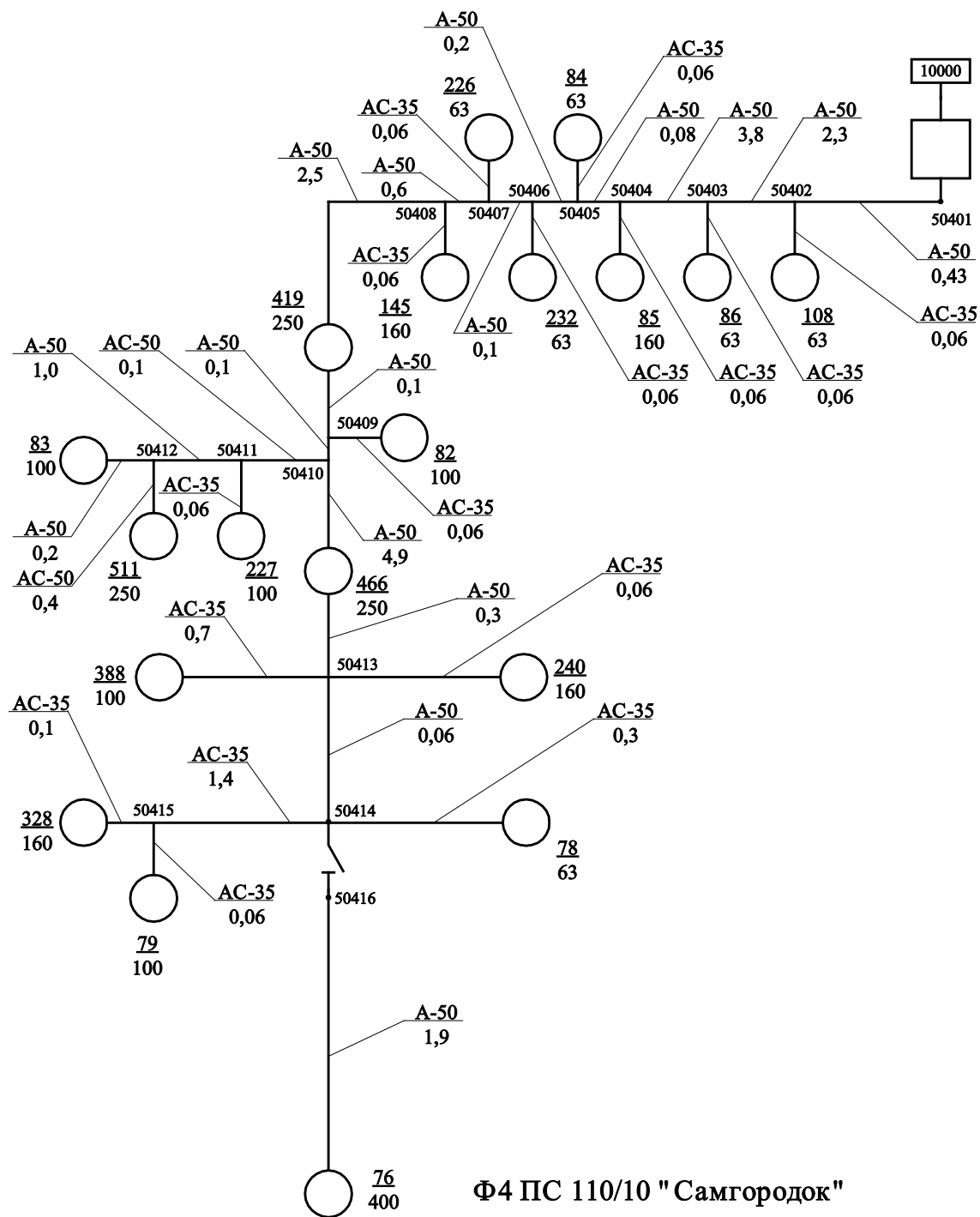


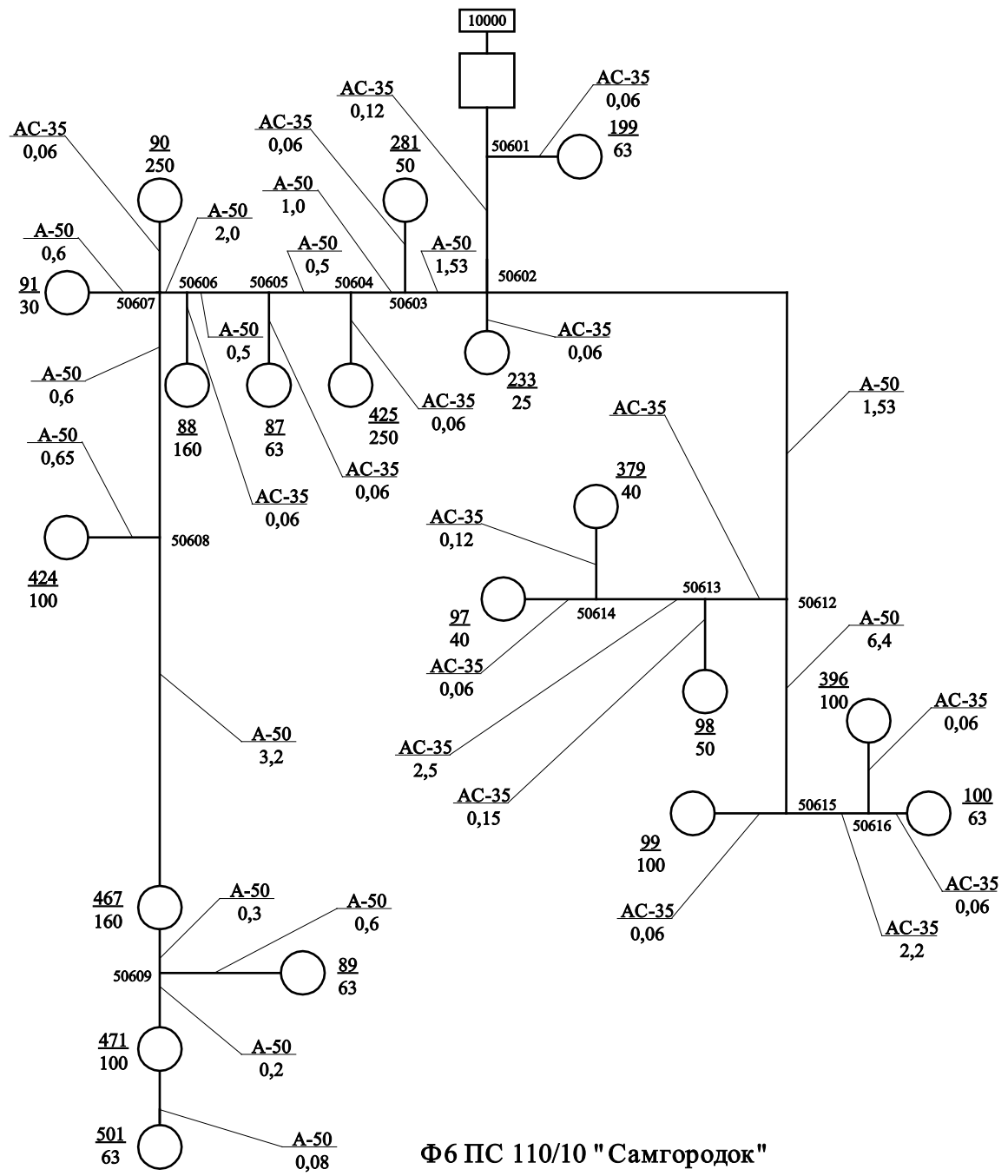


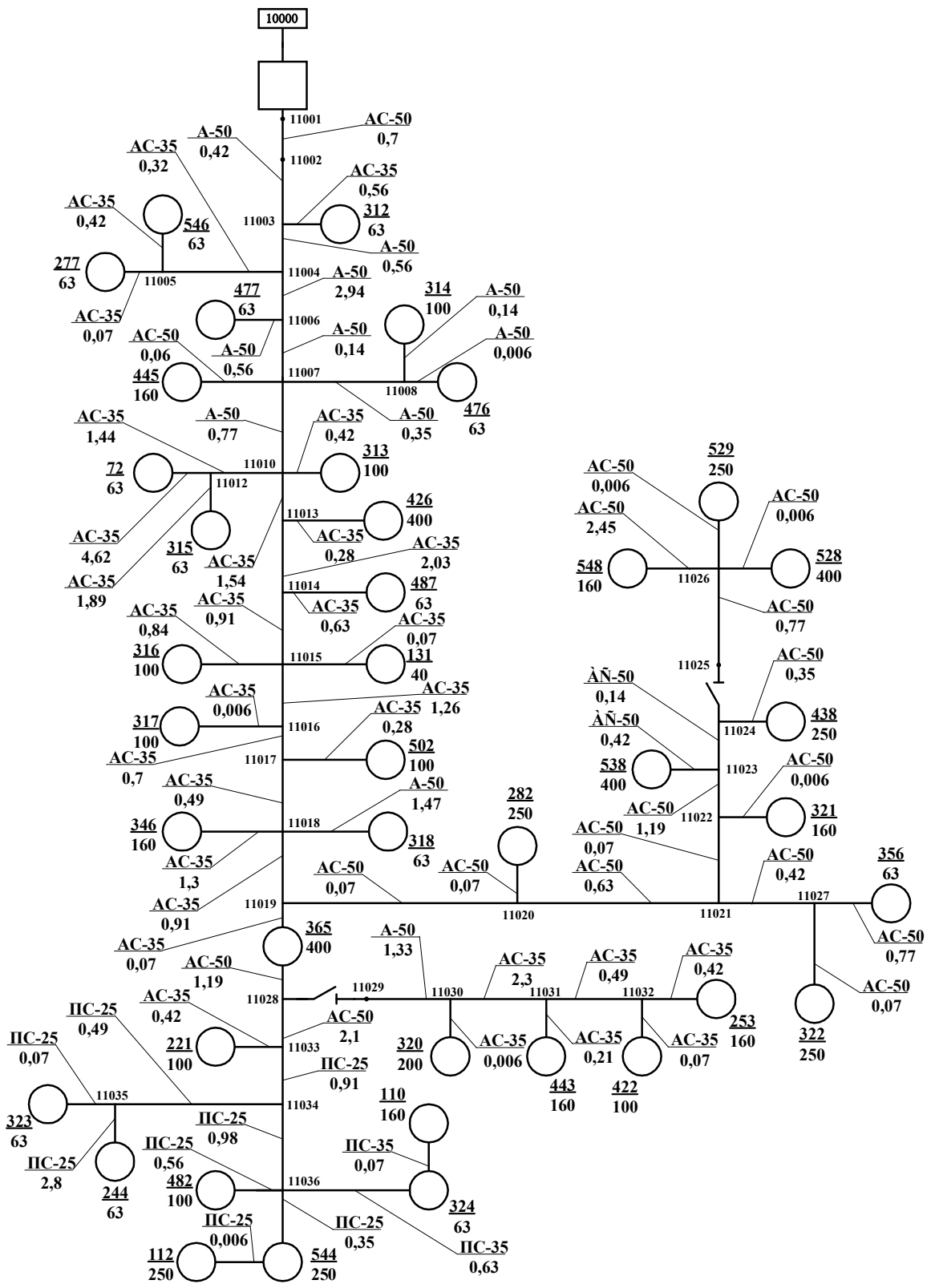


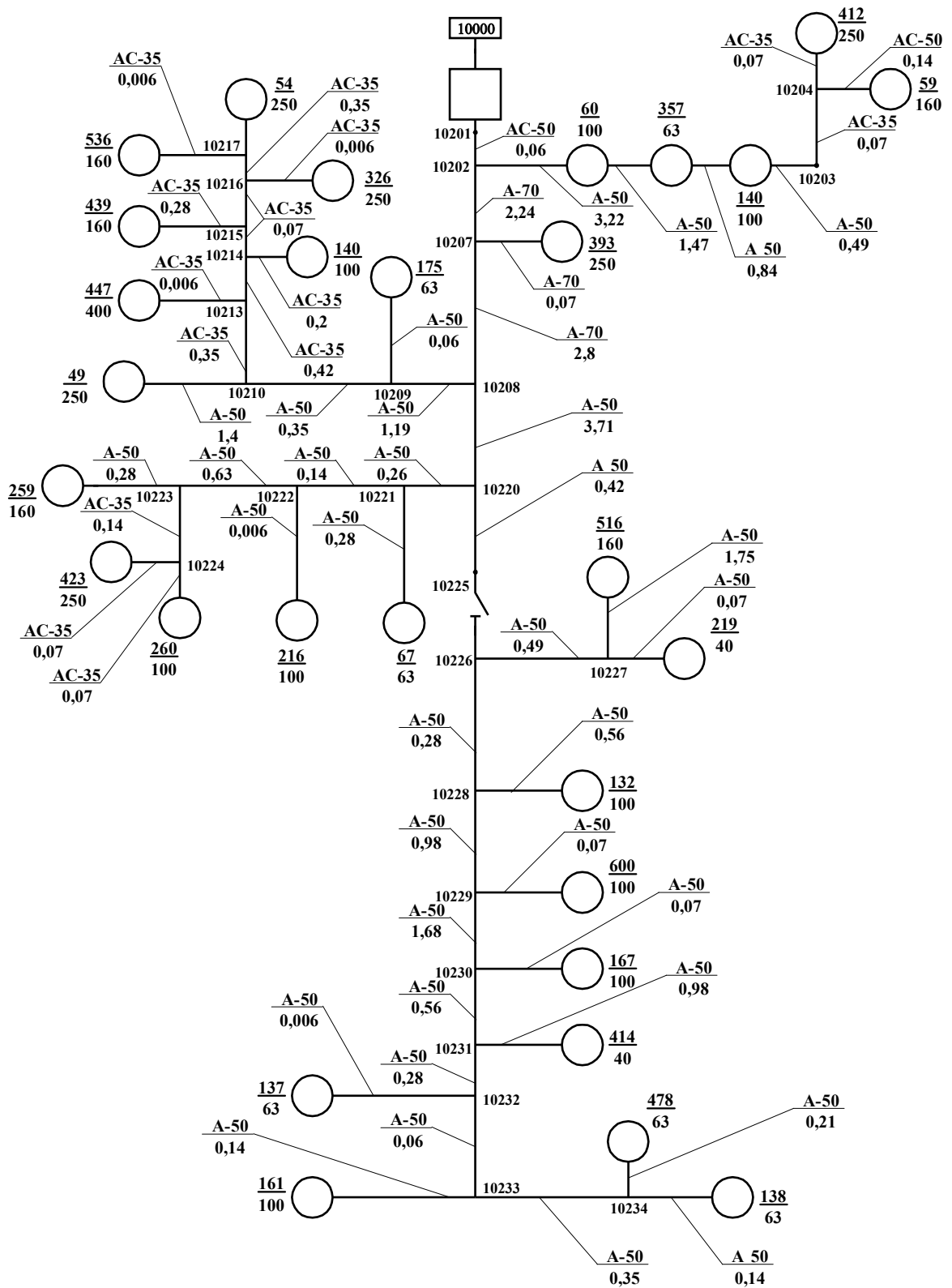


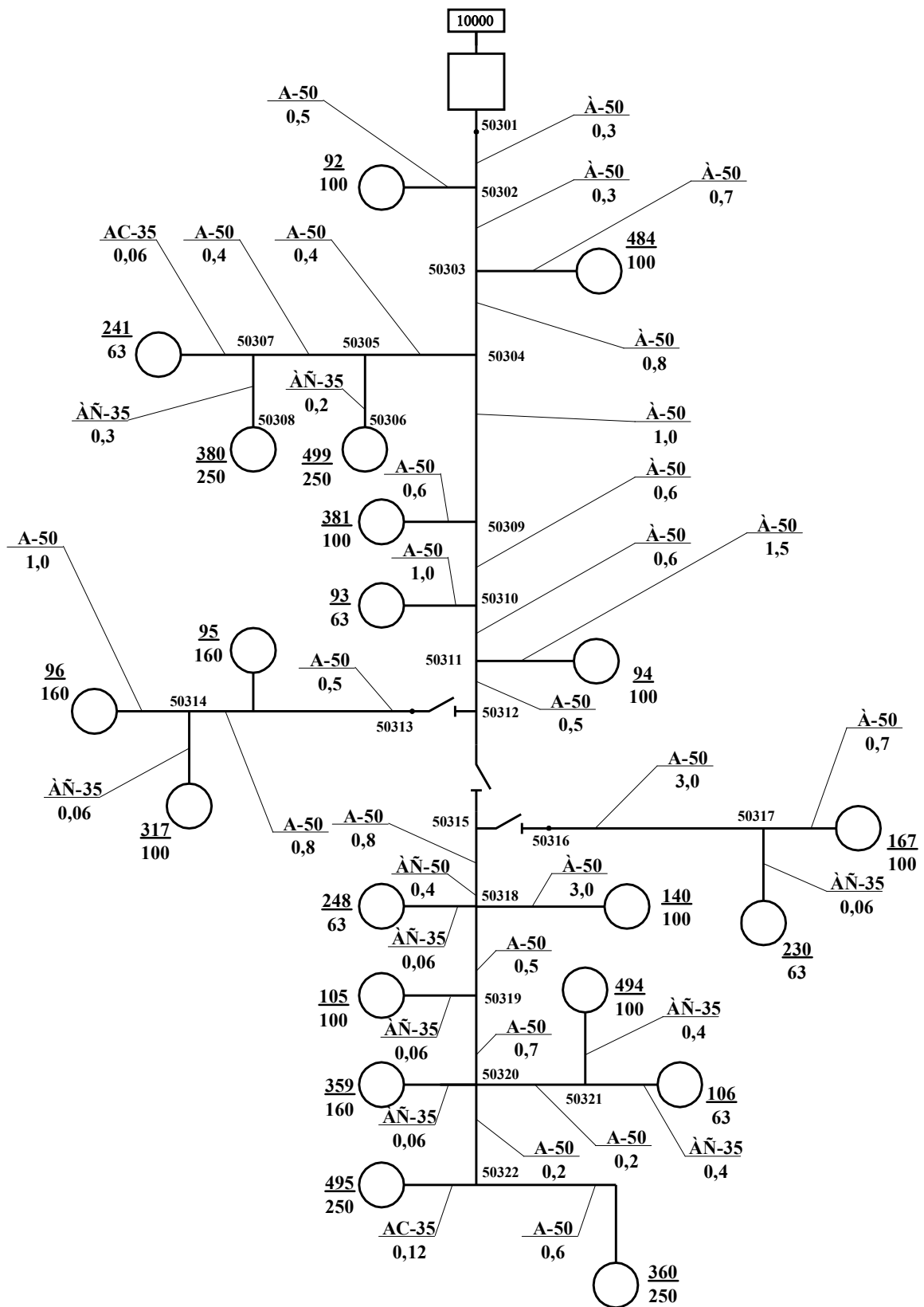


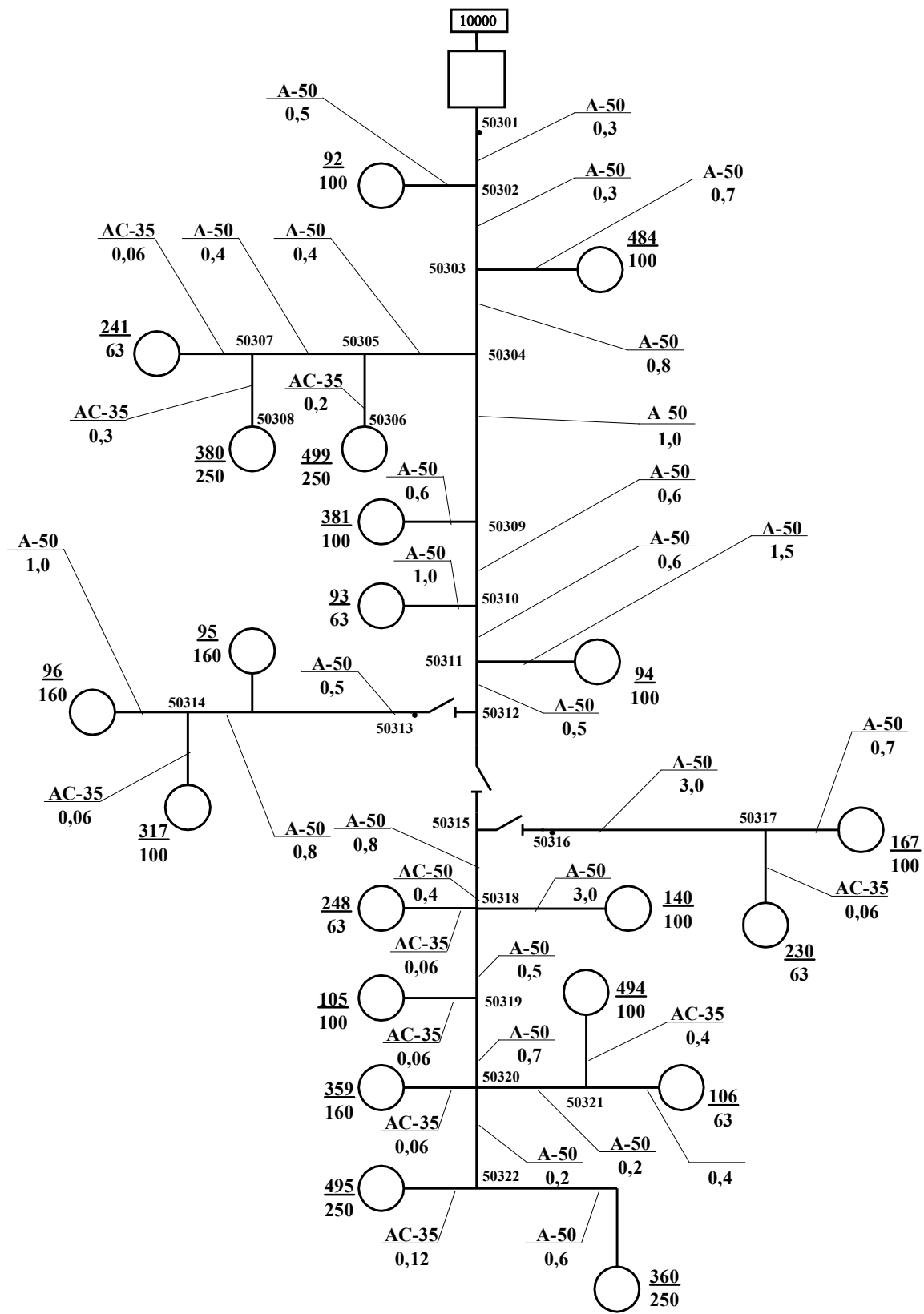


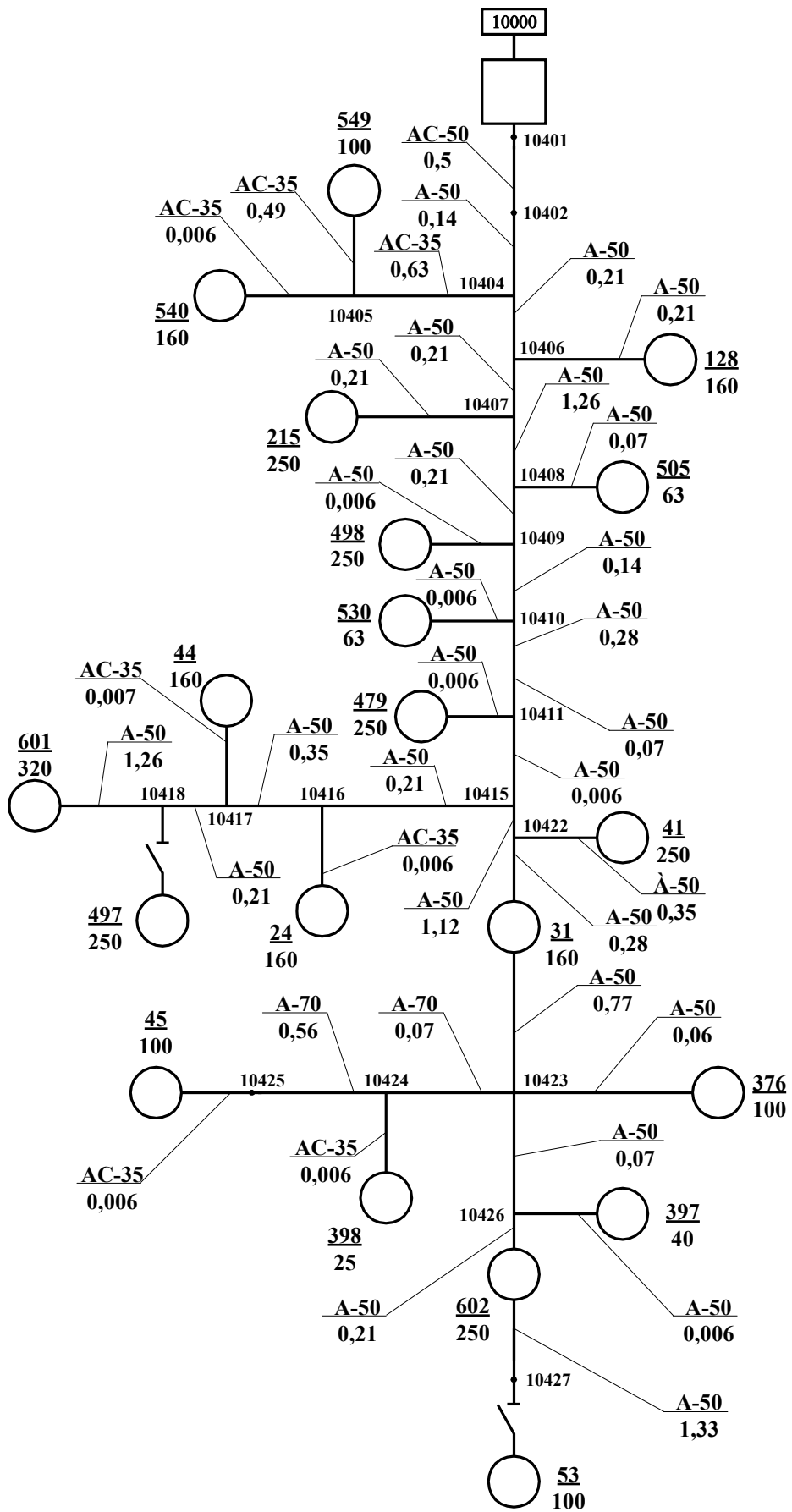


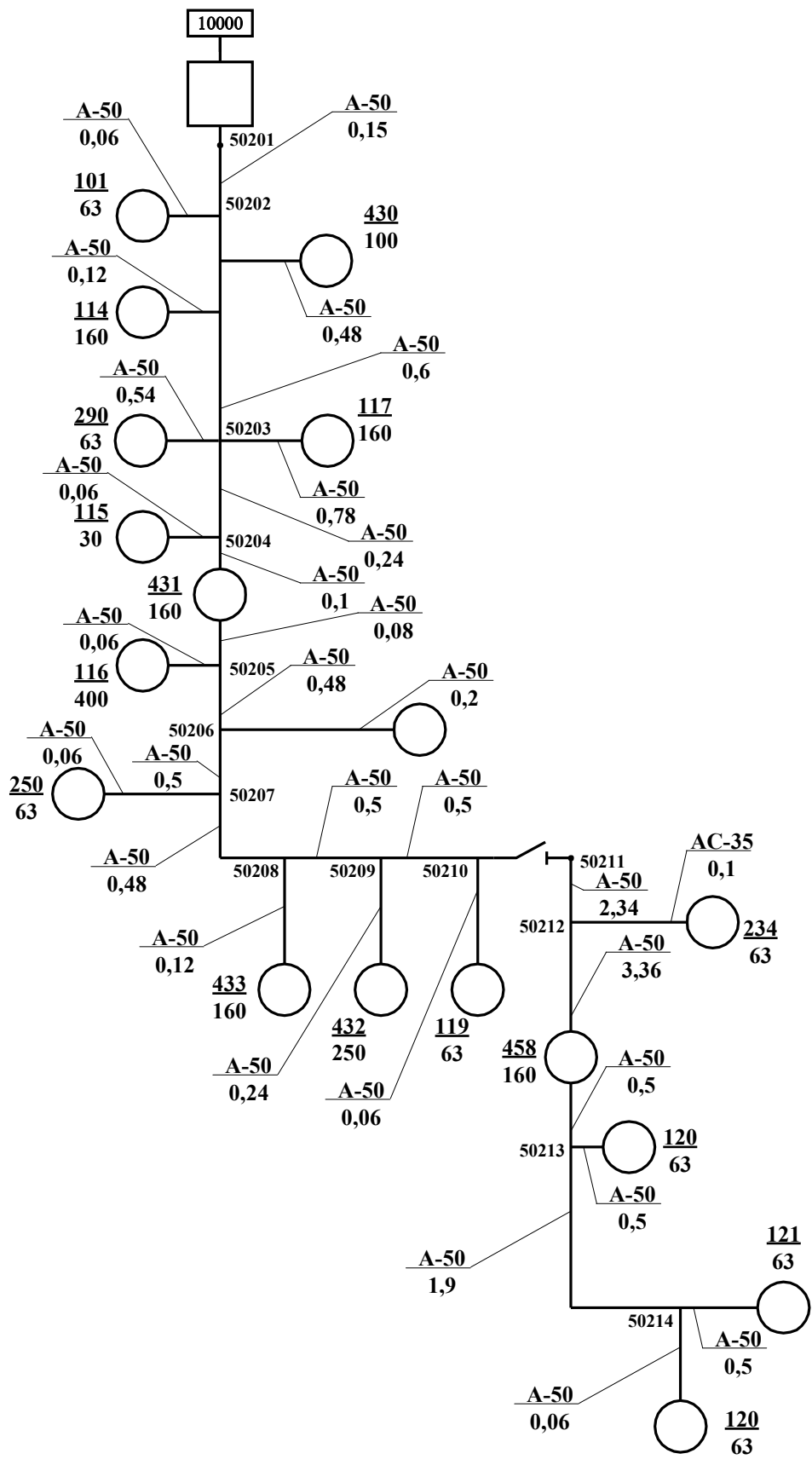












Додаток Г

Розрахункові характеристики повітряних ліній 110-330 кВ

f, мм ²	110 кВ				330 кВ			
	К-ть проводів у фазі	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	б ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км	К-ть проводів у фазі	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	б ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км
70/11	1	0,428	0,444	2,55	–	–	–	–
96/6	1	0,306	0,434	2,61	–	–	–	–
120/19	1	0,249	0,427	2,66	–	–	–	–
150/24	1	0,198	0,420	2,70	–	–	–	–
185/29	1	0,162	0,413	2,75	–	–	–	–
240/32	1	0,12	0,405	2,81	2	0,06	0,331	3,38
300/39	1				2	0,048	0,328	3,41
400/51	1	–	–	–	2	0,038	0,323	3,46
500/64	1	–	–	–	2	0,03	0,32	3,50

Вартість спорудження ліній 110 кВ

Опори	Район по ожеледиці	Переріз проводів, мм ²					
		70	95	120	150	185	240
Залізобетонні дволанцюгові з підвісом одного ланцюга	II	77,91 тис. грн/км	77,91 тис. грн/км	80,03 тис. грн/км	89,04 тис. грн/км	97,52 тис. грн/км	106 тис. грн/км

Характеристики шунтових конденсаторних батарей

Номинальна напруга, кВ	3 конденсаторами КС2-1,05-60			3 конденсаторами КС2-1,05-125		
	Потужність, МВАр		Розрахункова вартість, тис. грн	Потужність, МВАр		Розрахункова вартість, тис. грн
	Встановлена	Розпоряджувальна		Встановлена	Розпоряджувальна	
10	5,0	3,8	30	10,5	7,9	40
110	52,0	44,5	290	108,0	93,0	390

Електронне навчальне видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Бурикін Олександр Борисович
Малогулко Юлія Володимирівна**

ЕЛЕКТРООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

Лабораторний практикум

Рукопис оформлено *Ю. Малогулко*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет виготовлено *О. Кушнір*

Підписано до видання 08.02.2022.
Гарнітура Times New Roman.
Зам. № 2022-014.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95,
м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.