



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ
УКРАЇНИ**

**УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ ЗАЛІЗНИЧНОГО
ТРАНСПОРТУ**

**ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ**

Навчальний посібник

Харків – 2019

УДК 621.331.621.311
П 791

залізничного транспорту, 2019.

*Рекомендовано вченою радою Українського державного
університету залізничного транспорту як навчальний посібник
(витяг з протоколу № 3 від 23 квітня 2019 р.)*

Навчальний посібник

Рецензенти:

професори В. М. Карташов (ХНУРЕ),
А. В. Гнатов (ХНАДУ)

Бабасв Михайло Михайлович,
Блиндюк Василь Степанович,
Супрун Олександр Данилович
та ін.

Авторський колектив:

М. М. Бабасв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун,
О. І. Семененко, Ю. О. Семененко

За редакцією д-ра техн. наук, професора М. М. Бабаєва

**ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ**

Проектування систем електропостачання залізниць:
П 791 Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк,
О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків:
УкрДУЗТ, 2019. – 291 с., рис. 17, табл. 81.

ISBN 978-617-654-117-2

У навчальному посібнику розглянуто методики проектування систем електропостачання залізниць, оптимізації системи зовнішнього електропостачання та вибору основного обладнання розподільних пристроїв тягових і трансформаторних підстанцій.

Посібник рекомендується для студентів і магістрантів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», інженерно-технічних працівників, які займаються проектуванням і експлуатацією електричних підстанцій і мереж.

УДК 621.331.621.311

Відповідальний за випуск Семененко Ю. О.

Редактор Ібрагімова Н. В.

Підписано до друку 21.11.18 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк. арк. 15,5. Тираж 100. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Український державний університет
залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейербаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.

ISBN 978-617-654-117-2

© Український державний
університет

ЗМІСТ

Вступ	6
Розділ 1. Основи проектування систем електропостачання	8
1.1. Загальні відомості про проектування систем електропостачання залізниць	8
1.2. Складання схем системи електропостачання та підстанцій	11
1.3. Визначення навантажень системи електропостачання та підстанцій	22
1.4. Вибір кількості та потужності трансформаторів	40
1.5. Розрахунок електричної розподільної мережі	53
1.6. Розроблення системи захисту підстанцій і ліній електропередачі від перенапруг	65
1.7. Вибір заходів і засобів підвищення якості електричної енергії	70
1.8. Вибір режимів роботи системи електропостачання, видів автоматики оперативних перемикачів і пристроїв релейного захисту	75
1.9. Вибір джерел живлення власних потреб	84
1.10. Розрахунок струмів короткого замикання в СЕП	89
Перелік питань для перевірки	111
Розділ 2. Проектування системи зовнішнього електропостачання систем електричної тяги	112
2.1. Споживання і покриття потреб району в активній потужності	112
2.2. Споживання і покриття потреб району в реактивній потужності. Попередній розрахунок потужності компенсувальних пристроїв	113
2.3. Вибір схеми електричної мережі системи зовнішнього електропостачання	120
2.3.1. Розгляд схем побудови мережі системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій	121
2.3.2. Складання варіантів схеми електричних з'єднань мережі системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій	122
2.3.3. Рекомендації щодо виконання ліній електропередач і підстанцій	122

2.3.4. Попередній розрахунок усталених режимів проеКТованих варіантів мережі зовнішнього електропостачання тягових підстанцій	125
2.3.5. Вибір трансформаторів	151
2.3.6. Вибір раціональної схеми мережі зовнішнього електропостачання тягової підстанції на підставі техніко-економічного порівняння конкурентоспроможних варіантів	155
Перелік питань для перевірки	173
Розділ 3. Розрахунок параметрів усталених режимів проеКТованої мережі системи зовнішнього електропостачання тягової підстанції	174
3.1. Загальні положення	174
3.2. Схема заміщення мережі для розрахунку усталених режимів	175
3.3. Розрахунок режиму зимового максимуму навантаження	181
3.3.1. Розрахунок поточкорозподілу в мережі та напруги на підстанціях	181
3.3.2. Регулювання напруги	190
3.3.3. Уточнення потужності компенсувальних пристроїв	196
3.4. Розрахунок режиму річного мінімуму навантаження	199
3.5. Розрахунок найважчих післяаварійних режимів	200
3.6. Використання ПК при навчальному проектуванні	201
Перелік питань для перевірки	202
Розділ 4. Вибір основного обладнання розподільних пристроїв	204
4.1. Вибір силових вимикачів	204
4.2. Вибір вимикачів навантаження	205
4.3. Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів та заземлювачів	205
4.4. Вибір запобіжників напругою вище 1000 В	215
4.5. Вибір трансформаторів струму	218
4.6. Вибір трансформаторів напруги	221
4.7. Вибір реакторів	226
4.8. Вибір шин	231
4.9. Вибір ізоляторів	239

4.10. Розташування електрообладнання на електричних станціях і підстанціях	242
Перелік питань для перевірки	249
Бібліографічний список	250
Додаток 1. Завдання на проектування системи електропостачання	252
Додаток 2. Оформлення матеріалів навчального проектування	255
Додаток 3. Деякі умовні графічні позначення у схемах	258
Додаток 4. Вихідні дані для проектування оптимальної мережі зовнішнього електропостачання електричної тяги	259
Додаток 5. Плани мереж систем зовнішнього електропостачання тягових підстанцій	262

ВСТУП

При вирішенні завдань навчального проектування магістрант повинен орієнтуватися в питаннях вибору типових рішень, що застосовуються проектними організаціями. Разом з тим він може обґрунтовано відступати від типових розробок, пропонуючи нові раціональні рішення. Творчий підхід магістранта при вирішенні даних завдань повинен стимулюватися керівником дипломного та курсового проектування.

З огляду на те, що навчальний проект є самостійною творчою роботою, керівник не повинен вибирати або підказувати магістрантові технічні рішення. Роль керівника повинна бути обмежена загальним напрямком магістранта, ознайомленням його з існуючими підходами при вирішенні кожного з питань, методами розрахунків.

Магістрант повністю відповідає за прийняті в проекті рішення, правильність виконання розрахунків і літературне викладення пояснювальної записки. Особливу увагу він повинен приділити техніко-економічному обґрунтуванню прийнятих рішень, які одночасно повинні задовольняти умови надійності і економічності, забезпечувати якість електроенергії у споживачів, безпеку, зручність експлуатації і можливість розвитку мережі.

У посібнику наведено можливий алгоритм проектування оптимальної мережі зовнішнього електропостачання системи електричної тяги і висвітлено основні питання, які можна назвати класичним набором проектування. До нього входять складання балансів активних і реактивних потужностей, техніко-економічне обґрунтування схеми мережі, вибір трансформаторів, розрахунки сталих режимів, регулювання напруги, компенсація реактивної потужності.

Розглянуто питання заощадження і забезпечення якості електричної енергії. Слід звернути увагу на те, що забезпечення якості енергії відповідно до ГОСТ 13109-97 є вимогою технічною та обов'язковою до виконання. На відміну від якості, зниження втрат електроенергії в електричних мережах не розглядається як самоціль. Завданням є зниження собівартості передачі електроенергії шляхом ряду заходів, прийнятих на стадії проектування і експлуатації електричних мереж при

обов'язковому виконанні технічних вимог, зокрема за якістю електричної енергії.

Для полегшення роботи над курсовою роботою наведено форми розрахункових таблиць, приклади розв'язання основних завдань проектів, а також необхідний довідковий матеріал. Контрольні приклади не слід розглядати у якості зразка виконання проекту. Вони спрямовані на те, щоб пояснити порядок розрахунку. Найбільш трудомісткі розрахунки рекомендується виконувати на персональному комп'ютері (ПК) з використанням відомих пакетів прикладних програм.

Розділ 1

ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Загальні відомості про проектування систем електропостачання залізниць

Проект – це сукупність конструкторських документів, які містять принципові (ескізний проект) і кінцеві рішення (технічний проект) про будову споруди (об'єкта, системи, виробу), що проектується, і вихідні (первинні) дані для подальшого розроблення робочої документації.

Проектування системи електропостачання (СЕП) полягає в розробленні комплексної технічної документації, яка містить техніко-економічне обґрунтування, розрахунки, креслення, макети, схеми, пояснювальні записки та інші матеріали, потрібні для побудови СЕП та її споруд. Одночасно з розробленням схеми та пристроїв електропостачання, з вирішенням завдань розташування, будівельних робіт і посилення діючих підстанцій, контактної мережі, постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання треба спроектувати:

- систему зовнішнього електропостачання, яка включає ряд складних питань: спорудження ліній електропередачі (ЛЕП), призначених для живлення тягових підстанцій, а також реконструювання районних підстанцій, високочастотного зв'язку та релейного захисту, що обумовлено підключенням тягових підстанцій, коли довжина відгалужень від ЛЕП 110(220) кВ або районних підстанцій перевищує 5 км. Проектування та спорудження цих об'єктів, реконструювання районних підстанцій зв'язку та релейного захисту виконують за замовленням АТ «Укрзалізниця» або інших власників проектні та будівельні організації, які мають юридичне право виконувати такі роботи;

- СЕП споживачів з вирішенням ряду специфічних завдань і спорудженням розподільних пристроїв на підстанціях, обумовлених підключенням споживачів; будівництво ЛЕП; спорудження трансформаторних підстанцій і низьковольтних потужних ліній до введення в будівлі для живлення споживачів;

виконання системної автоматики керування, сигналізації, телемеханіки та релейного захисту;

- перебудову освітлення з доведенням його параметрів до вимог нормативних актів;

- телемеханізацію пристроїв електропостачання.

При проектуванні потрібно дотримуватися вимог державних і відомчих стандартів, Правил технічної експлуатації залізниць, будівельних норм і правил, Інструкцій з розроблення проектів і кошторисів для промислового будівництва та інших нормативних актів з електрифікації залізниць і забезпечення працездатності залізниці та її об'єктів у надзвичайних ситуаціях, заходів безпеки та захисту довкілля. У проектах використовують прогресивні досягнення науки і техніки, комплексну механізацію та автоматизацію виробничих процесів, телемеханізацію та автоматизацію пристроїв електропостачання, які підвищують продуктивність праці, покращують умови праці та зменшують травматизм і професійні захворювання працівників залізниць.

Крім того, у проектах передбачають перспективу розвитку мережевих районів при найменших первинних витратах матеріальних і фінансових засобів. При цьому окремі споруди проектують з достатнім запасом з огляду на зростання та найменші витрати при їхній модернізації.

Перед проектуванням нових і реконструюванням діючих підстанцій здійснюється розроблення техніко-економічного обґрунтування, що підтверджує економічну доцільність і господарську необхідність проектування та будівництва. Основними вихідними даними при розробленні техніко-економічного обґрунтування мають бути:

- наявність енергоресурсів, які потрібні для виконання заданого об'єму перевезень при електричній та автономній тязі;

- характеристика стану діючого залізничного господарства;

- профіль залізничної лінії, яка підлягає електрифікації;

- кліматичні та інші місцеві особливості;

- терміни, які намічені для будівництва та введення в експлуатацію.

При реконструкції підстанцій проектні організації, які повинні виконувати техніко-економічне обґрунтування,

проводять обстеження району розташування залізниці та діючого залізничного господарства і уточнюють первинні дані з рельєфу місцевості, якості ґрунтів, кліматичних умов, стану розвитку електричних мереж, наявності житла, автомобільних доріг, наявності місцевих будівельних матеріалів. На підставі цих вихідних даних і доповнень до них проектні організації розробляють і аналізують варіанти проектних рішень. По кожному варіанту за найкрупнішими показниками вартості визначають капіталовкладення та річні експлуатаційні витрати, а також одночасно визначають натуральні та якісні показники: потребу в кольорових металах та інших матеріалах, витрати електроенергії та палива, витрати на заробітну плату, резервування потужності всіх пристроїв і можливість їхнього подальшого розвитку. На підставі цих техніко-економічних порівнянь обирають оптимальний варіант реконструювання чи нового будівництва підстанції. Розрахунки, які пов'язані з визначенням оптимального варіанта, виконуються, як правило, з використанням ПК.

Потім проектна організація (проектний інститут), яка виконувала техніко-економічне обґрунтування, розробляє по оптимальному варіанту проектні пропозиції з потрібними схемами генеральних планів споруд і погоджує їх з відповідними органами та організаціями.

На основі технічного завдання проектний інститут здійснює проектування в одну або дві стадії. Одностадійне проектування виконується для технічно нескладних невеликих об'єктів з невеликою системною вартістю, наприклад для окремих тягових підстанцій. При двостадійному проектуванні на першій стадії в технічному проекті спочатку вирішують питання економіки та організації будівництва об'єктів, визначають потребу в кадрах, приймають об'ємно-планувальні, архітектурні, будівельні, конструктивні та схемні рішення, виконують специфікації та відомості з розташуванням замовлень на матеріали, будівельні конструкції та обладнання; визначають зв'язок з суміжними галузями народного господарства; планують організацію будівництва в затверджені терміни; погоджують рішення з відповідними організаціями; визначають кошторисну вартість будівництва і техніко-економічні показники, економічну

ефективність, рівень механізації, автоматизації, енергоозброєність, продуктивність праці та ін.

На другій стадії двостадійного проектування детально розробляють робочі креслення, з виконанням яких має здійснюватись будівництво та монтаж пристроїв електропостачання та інших об'єктів; уточнюють специфікації та відомості на всі види замовленого обладнання і матеріалів; остаточно визначають вартість реконструювання чи нового будівництва підстанції. Підвищенню якості проектування та виконання його в більш стислі терміни сприяє використання типових проектів на окремі об'єкти залізниці. Застосування типових проектів дозволяє використовувати типові схеми, уніфіковані конструкції та індустріальні засоби будівництва і монтажу пристроїв електропостачання.

Таким чином, проектування СЕП та його виконання є складною роботою, яку виконують багато людей у різних проектних, будівельних і монтажних організаціях. Тому в процесі навчання потрібно зрозуміти і вивчати базові підходи та положення про проектування СЕП. Це дає можливість зрозуміти сутність проектування СЕП в цілому, спроектувати окремі частини цих систем і розумно проводити в процесі експлуатації обслуговування, капітальні ремонти обладнання та його заміну новими зразками техніки (дод. 1, 2).

1.2. Складання схем системи електропостачання та підстанцій

Креслення, на яких зображені електричні елементи (пристрої, обладнання, апарати, устаткування) або електричні об'єкти і їхній взаємозв'язок між собою, називають електричними схемами.

Застосовують такі різновиди електричних схем: структурні, функціональні, принципові, монтажні. На структурних схемах елементи або конструктивні матеріальні вузли, або електричні підсистеми, які входять до технологічної електричної системи, умовно зображують прямокутником зі знаком або надписом їхнього призначення, а взаємозв'язок між ними позначається неперервними або перервними лініями. Таким чином, структурна

схема визначає склад основних елементів технологічної системи або функціонального пристрою та наявність зв'язків між тими елементами. На функціональних схемах базові елементи або частину з них креслять відповідно до вимог їхнього зображення та наводять додаткові зв'язки, які дозволяють розуміти сутність вирішення технологічного або функціонального завдання. На принципових схемах усі елементи системи або пристрою креслять відповідно до вимог їхнього зображення на схемах (дод. 3) і наводять детально всі зв'язки між ними по первинних та вторинних колах. Принципові схеми дають уявлення про склад, тип і кількість обладнання та зв'язок між ними, а також дозволяють аналізувати нормальні та аварійні режими роботи системи або пристрою. Монтажні схеми є різновидом принципової схеми. На таких схемах, крім умовних позначень машин, апаратів, приладів та інших пристроїв з їхніми приєднаннями, вказується марка обладнання, потрібний переріз, кількість провідників, умовне маркування вузлів і елементів схеми та ін.

При виконанні схем СЕП мають місце деякі специфічні особливості. Елементи пристроїв, обладнання та устаткування електричних установок умовно об'єднують в основні та допоміжні схеми електричних з'єднань. Основні схеми містять у собі елементи, які беруть безпосередню участь у технологічному процесі виробництва, перетворення, розподілу та використання електричної енергії, а також апарати і струмопровідні частини, які об'єднують ці елементи в єдине виробниче коло, і захисну, струмообмежувальну і вимірювальну апаратуру, яка пов'язана з єдиним виробничим колом. Ці схеми називають схемами електричних з'єднань первинних кіл установки, або схемами первинної комутації. Схемами електричних з'єднань допоміжних або вторинних кіл називають схеми, які пов'язують між собою струмопровідні частини, апарати, прилади та інші пристрої, які виконують функції керування, контролю, сигналізації та вимірювання в первинних колах. Схеми первинних і вторинних кіл електричних станцій і підстанцій при їхньому графічному зображенні виконують, як правило, окремо. Для більш повного уявлення роботи різних частин або вузлів електроустановки

інколи на одному кресленні зображують елементи первинних і вторинних кіл і їхній взаємозв'язок.

Для графічного зображення первинних схем електричних з'єднань трифазних установок застосовуються креслення в трилінійному або однолінійному виконанні. Трилінійні схеми застосовуються для зображення окремої частини або вузла електроустановки. На таку схему наносяться всі три фази елементів з усіма їхніми приєднаннями, приладами та апаратами. Коли електроустановка працює з заземленою нейтраллю або нульовим проводом, то в такій схемі в колах установки також зображують усі прилади, апарати та інші приєднання.

Найбільше розповсюдження знайшли однолінійні схеми. У цих схемах три провідники трифазного кола умовно зображують однією лінією. Принципові однолінійні схеми використовуються при дослідженні нормальних або аварійних режимів роботи електричних станцій, підстанцій і СЕП в процесі проектування та експлуатації, при розробленні схем їхнього керування, захисту, регулювання та автоматизації технологічного процесу вироблення, перетворення, передачі, розподілу та використання електричної енергії, а також при проведенні потрібних розрахунків з вибору та перевірки основного електрообладнання.

На однолінійних схемах усі елементи первинного кола зображуються в безструмовому стані. Для аналізу режимів роботи електроустановки (станцій, підстанцій) або проведення потрібних розрахунків з вибору основного обладнання використовують спрощені однолінійні схеми. На таких схемах з елементів первинного кола зображують тільки ті елементи, які з урахуванням власних параметрів (генераторів, трансформаторів та ін.), місця у схемі (захисна і струмообмежувальна апаратура), стану (комутаційна апаратура) можуть вплинути на результати аналізу.

Різновидом однолінійних схем є однолінійні оперативні схеми електроустановок. Оперативні однолінійні схеми відображують динаміку дійсного стану електроустановки. Оперативні схеми, як правило, виконуються у вигляді діючої автоматизованої або напівавтоматизованої мнемонічної схеми і використовуються диспетчерами СЕП.

Вимоги щодо електричної схеми слід розуміти як вимоги до самої установки, оскільки схема визначає основне електричне обладнання та експлуатаційні властивості установки. На стадії проектування вимоги мають відповідати нормативним актам і таким умовам:

- відповідність електричної схеми умовам роботи станції (підстанції) в енергосистемі, очікуваному режиму та технологічному процесу (схемі) електричної станції;
- зручність в експлуатації (простота схеми; доступність до електричного обладнання при технічних обслуговуваннях і ремонтах без порушення режиму роботи установки; мінімальний об'єм перемикачів, пов'язаних зі зміною режиму роботи);
- зручність споруди електричної частини з урахуванням почергового введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки з мінімальними витратами;
- достатній, економічно обґрунтований і виправданий ступінь надійності.

Об'ємність і складність завдання проектування СЕП, велика кількість конкретних кількісних і якісних характеристик (потужність, напруга, надійність, економічність, безперервність подачі та якість електричної енергії, місце розташування, безпека та ін.) визначають специфічні особливості проектування СЕП. Одним з основних завдань є встановлення взаємозв'язку між ЛЕП, проектованою СЕП і джерелом її живлення (електричною станцією, розподільною мережею або енергосистемою). З виявлення та встановлення цих взаємозв'язків і розпочинається процес проектування СЕП, тобто розроблення структурної, а потім (з деякими уточненнями) і функціональної схеми СЕП. При цьому обов'язково розглядається взаємозв'язок всередині проектованої СЕП з метою задоволення вимог приймачів електричної енергії. У такому сенсі розглядається взаємозв'язок трьох зон: зони виробництва електричної енергії в центрах живлення та зони резервних або автономних власних джерел у проектованій СЕП; зони розподілу та перетворення електричної енергії, тобто зони її передачі від центрів живлення системи до приймачів електричної енергії і зони приймачів електричної

енергії включно з зонами їхнього з'єднання з найближчим розподільним пристроєм.

Залежно від виробничо-територіальних вимог електроприймачів, а також їхніх вимог до рівнів напруги, потужності, надійності, якості електричної енергії формують вузлові точки мережі, для яких визначають заходи щодо їхнього з'єднання з електричною системою. При цьому обов'язково враховують ту обставину, що вузлові точки мережі за наявності споживачів першої та другої категорії повинні мати два незалежні джерела живлення: енергосистему та власне резервне джерело живлення. Перерва електропостачання приймачів електричної енергії категорії I не повинна перевищувати часу автоматичного перемикання джерела живлення. Для електропостачання особливої групи електроприймачів категорії IA може бути передбачено застосування додаткового третього незалежного джерела, у якості якого, як правило, використовують установки гарантованого живлення (УГЖ). До складу УГЖ входять акумуляторні батареї та перетворювачі постійної напруги в змінну, або маховичні установки з необхідними електричними машинами. Кількість вузлових точок визначається кількістю об'єктів, які повинні житись електроенергією від підстанції, що проектується, і віддаленістю їх від центрів живлення.

Вибір напруги живильних і розподільних мереж залежить від потужності та напруги споживачів електроенергії, а також їхньої віддаленості від джерела живлення. У складних ситуаціях вибір значення напруги здійснюється порівнянням результатів техніко-економічних розрахунків (метод приведених витрат). При однаковому рівні приведених витрат обирається мережа з більш високою напругою (дод. 4).

Для живлення великих об'єктів (установленою потужністю 75–100 МВт) застосовується напруга 330 або 500 кВ. Напруга 110 або 220 кВ застосовується для живлення великих і середніх об'єктів (потужністю 5–75 МВт), а також для розподілу електричної енергії на першому рівні електропостачання великих об'єктів за допомогою глибоких введів повітряних ЛЕП. Напруга 35 кВ застосовується для живлення об'єктів середньої потужності та для розподілу електроенергії на них за допомогою глибоких введів з улаштуванням трансформаторів 35/0,4-0,66 кВ. Напруга

10 та 6 кВ застосовується в живильних і розподільних мережах невеликих об'єктів (установленою потужністю до 5 МВт), а також на другому та наступних рівнях розподільних мереж великих об'єктів. Більш економічним є застосування напруги 10 кВ, коли відсутні електроприймачі напругою 6 кВ.

Напругу 660 В слід застосовувати на тих об'єктах, де неможливо або важко наблизити до них розподільну електричну підстанцію. Цю напругу корисно застосовувати при великій питомій щільності навантажень, концентрації потужностей і великій кількості електродвигунів з потужністю 200–600 кВт. Напруга 0,4/0,23 кВ застосовується для живлення більшості силових та освітлювальних споживачів електричної енергії. Напруга 36 або 24 В застосовується в приміщеннях з підвищеною небезпекою ураження електричним струмом. Напруга 12 В застосовується тільки в особливо складних умовах при можливості враження електричним струмом.

При навчальному проектуванні напруга в зоні виробництва електроенергії, тобто в центрі живлення енергосистеми, як правило, задається, а напругу в усіх останніх зонах її потрібно вибрати. Крім того, потрібно також визначити значення напруги в зоні виробництва електроенергії власними резервними джерелами живлення. У випадках, коли потрібна потужність третього незалежного джерела досягає 25–60 МВт, генераторна напруга вибирається рівною 10 або 6 кВ. В інших випадках генераторна напруга власного джерела живлення вибирається рівною 0,4/0,23 кВ.

Крім зазначених факторів, на вибір напруги електричної розподільної мережі впливає розташування електричних підстанцій у вузлових точках мережі. Живильну електричну підстанцію по можливості наближають до центрів навантажень. Ця обставина дозволяє побудувати економну надійну СЕП, зменшити до мінімуму довжину мереж вторинної напруги, падіння напруги і втрати електричної енергії. У вузлових точках мережі електричні підстанції корисно розташовувати на межах ділянок мережі, яку вони живлять. У загальному випадку вибір кількості підстанцій і місця їхнього розташування здійснюється за допомогою картограми навантажень. З цією метою на схематичному плані об'єкта навантаження викреслюють у

вигляді кіл, площі яких пропорційні навантаженню. Ці навантаження на картограмах поділяють за напругою, родом струму та чергою введення в експлуатацію. Електричні підстанції розташовують у центрах ваги розподілених навантажень. Для розкиданих навантажень виконують окремі підстанції. В особливо складних випадках кількість і місце розташування електричних підстанцій визначають шляхом порівнянь техніко-економічних показників декількох варіантів.

Електрична розподільна мережа залежно від територіального розташування навантажень, їхньої потужності, категорювання та специфічних особливостей об'єкта будується одно- або багатоступеневою. Для зменшення ускладнень процесу комутації, захисту та експлуатації СЕП застосовують не більше трьох ступенів розподілу електричної енергії. Першим ступенем розподілу звичайно є ділянка між джерелом живлення об'єкта і живильними вводами енергосистеми. Другий ступінь є ділянкою між центральною розподільною підстанцією і приоб'єктними підстанціями. Третій ступінь розподілу електроенергії – це ділянки між живильною підстанцією та електроприймачами. На другому, а інколи, на третьому ступені розподілу електрична енергія передається при напрузі 6 або 10 кВ в більшості випадків по кабельних ЛЕП.

Електрична розподільна мережа може виконуватись за різноманітними схемами: радіальною, магістральною або комбінованою. Радіальні схеми застосовують у випадках, коли навантаження розташовані в різних напрямках від центру живлення. Для живлення електроприймачів I та II категорій радіальні мережі повинні бути резервованими, тобто кожний об'єкт повинен житися від двох або більшої кількості радіальних ліній, кожна з яких з'єднується з власною секцією збірних шин. Інколи резервування радіальних мереж здійснюється за допомогою перемичок від сусідніх електричних підстанцій, що є різновидом магістральної схеми.

Магістральні схеми застосовують, коли навантаження розподілене вздовж по значній території, що дозволяє добре завантажити ЛЕП. Основним недоліком магістральних схем є одночасне вимикання всіх приймачів електричної енергії при пошкодженнях живильної магістралі. З метою підвищення

надійності часто магістральні схеми виконують у вигляді кіл або застосовують схеми з двома наскрізними (спрямованими назустріч) магістралями. Такі схеми звичайно застосовують у випадках живлення двох трансформаторних підстанцій або підстанцій з двома секціями збірних шин від двох незалежних джерел живлення.

У змішаних (комбінованих) схемах одна частина приймачів електричної енергії живиться по магістральній схемі, а друга – по радіальній схемі. З метою підвищення надійності в такому випадку магістральний ввід резервують радіальним, а радіальний ввід з метою підвищення економічності резервують магістральним.

При розробленні схеми СЕП застосовують правило, за яким усі або більшість елементів СЕП повинні знаходитися в навантаженому стані. Ця обставина дозволяє зменшити втрати електричної енергії в СЕП та підвищити її надійність. Досвід експлуатації СЕП показує, що ті елементи, які впродовж великого часу знаходились у режимі холодного резерву, особливо кабельні ЛЕП, часто виходять із ладу з причини внутрішніх прихованих пошкоджень. Крім того, у схемі СЕП повинен бути передбачений так званий прихований резерв, тобто при виході з ладу якого-небудь елемента або ділянки СЕП повинна виконувати функції з забезпечення всіх електроприймачів електричною енергією за рахунок навантажувальної спроможності електрообладнання.

У схемі СЕП слід застосовувати секціонування всіх ланок системи від джерела живлення до збірних шин низької напруги, а також вибирати роздільний режим роботи ЛЕП і потужних трансформаторів. Ця обставина дозволяє зменшити струми короткого замикання та застосовувати більш прості схеми комутації, керування, автоматики і релейного захисту. Для відновлення живлення електроприймачів в аварійних випадках потрібно передбачити автоматичне вмикання резерву на секційних комутаційних апаратах. Тривала паралельна робота вводів і трансформаторів застосовується у випадках живлення від секцій шин великих різкозмінних навантажень, що дає можливість покращити якість електричної енергії.

Власні резервні джерела живлення розташовуються в центрі живлення (ЦП), у вузлових точках мережі або для

електроприймачів категорії ІА їх розташовують і в центрі живлення, і у вузлових точках мережі.

При проектуванні електричної підстанції (ПС) також враховують вимоги приймачів електричної енергії, умови її приєднання до діючої СЕП, умови експлуатації та інші вимоги. Найбільш важливими з них є виробничі, технологічні та територіальні вимоги (призначення, режими праці, кліматичні умови, технологія будівництва, вид, тип і розташування споруд підстанції та ін.); напруга та потужність підстанції, пропускна спроможність ЛЕП; надійність і якість електричної енергії, можливість без перешкод проводити оперативні перемикання; ремонтпридатність; безпека роботи при експлуатації; мінімальний вплив на довкілля; можливість подальшого розвитку підстанції.

Проектування підстанції включає вирішення великої кількості складних питань. При цьому потрібно розробити насамперед схеми з'єднання ліній живлення та власних джерел живлення, а також розглянути питання розподілу електричної енергії по ділянках збірних шин. Потрібно забезпечити роз'єднання елементів СЕП у необхідних випадках режимів роботи СЕП і самої підстанції, вимірювання параметрів у процесі електропостачання, контроль процесу розподілу електричної енергії, а також визначити потрібний резерв основних елементів, розробити схему захисту від атмосферних і комутаційних перенапруг і схеми релейного захисту, керування, автоматики, сигналізації, провести вибір електрообладнання кіл первинної та вторинної комутації. Проектування тягових підстанцій практично не відрізняється від проектування підстанцій промислового та сільськогосподарського призначення. У даному випадку при проектуванні тягової підстанції постійного струму додатково до вирішення питань традиційного проектування підстанції потрібно спроектувати ще дві ланки СЕП тягового призначення: перетворювальну ланку змінної напруги в постійну та контактну мережу. Проектування цих ланок СЕП не розглядається в даному посібнику.

Розроблення принципової схеми підстанції проводиться у два етапи. На першому етапі розробляється базова принципова схема, у якій об'єднуються окремі функціональні ланки,

визначається їхній взаємозв'язок і можливі комбінації з визначенням потрібних потоків енергії. На другому етапі визначаються параметри роботи базової схеми, проводиться її уточнення та здійснюється вибір потрібного електрообладнання. Насамперед вирішується питання кількості збірних шин і можливості їхнього з'єднання. Застосовують два основні варіанти побудови розподільного пристрою: з однією системою збірних шин або з подвійною системою збірних шин. Подвійна система збірних шин застосовується на великих підстанціях з розвиненою електричною мережею, великою кількістю приєднань за наявності транзитних ліній і зв'язків між ними, а також тоді, коли цього вимагають режими виробничо-технологічного процесу або умови експлуатації. У більшості випадків на підстанціях використовують розподільні пристрої з однією системою збірних шин з двома і більшою кількістю секцій. Ця обставина поліпшує умови ввімкнення незалежних джерел живлення і дає можливість рознесення навантаження, яке розрізняється за характером і вимогами до нього.

При розробленні схеми підстанції слід виходити з роздільної роботи ЛЕП і трансформаторів, а також застосовувати прості та дешеві електричні прилади: відділювачі, короткозамикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, запобіжники. Схеми з короткозамикачами і відділювачами застосовуються на одно- та двотрансформаторних підстанціях, які живляться за схемою блока «лінія-трансформатор». Такі схеми застосовуються для живлення підстанцій, які вмикаються до відгалужень від прохідних транзитних ЛЕП напругою 35-220 кВ. Схеми з роз'єднувачами та вистрілюючими запобіжниками застосовуються на відкритих підстанціях напругою 35-110 кВ. Схеми з роз'єднувачами або глухим приєднанням застосовуються при живленні трансформаторів по блочних радіальних лініях і такі трансформатори не мають газового захисту.

Підстанції з масляними вимикачами застосовують тоді, коли з технічних причин неможливе застосування короткозамикачів, а також при спорудженні підстанцій у зонах з забрудненим середовищем або в районах з підвищеною небезпекою появи криги. На вводах підстанцій з напругою 6-10 кВ і виводах вторинної напруги головних знижувальних підстанцій слід

застосовувати вимикачі, які мають дугогасні пристрої. Такі рішення дають можливість використовувати пристрої автоматичного вмикання резерву. Повітряні або кабельні ЛЕП, що відходять від секцій шин розподільних пристроїв, приєднуються до них за допомогою масляних вимикачів і роз'єднувачів, вимикачів навантаження з запобіжниками або за допомогою роз'єднувачів і запобіжників.

З метою зменшення струмів короткого замикання (КЗ) в мережах з напругою 6–10 кВ можливе застосування трансформаторів з розщепленими вторинними обмотками. Допустиму спроможність усіх електроапаратів та обладнання потрібно вибирати з умов проходження максимальної потужності в післяаварійному режимі при вимиканні одного трансформатора або однієї живильної лінії.

З метою контролю стану ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю, вимірювання напруги та живлення кіл автоматики, релейного захисту і сигналізації на кожній секції збірних шин застосовують вимірювальні трансформатори напруги і трансформатори власних потреб. Приєднання цих трансформаторів до збірних шин здійснюється, як правило, за схемою «роз'єднувач-запобіжник». Для живлення вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту з послідовними обмотками на всіх лініях після вимикача установлюють трансформатори струму.

Для обмеження струмів КЗ, коли це потрібно, на лініях і між секціями збірних шин застосовують струмообмежувальні реактори, які також установлюються після вимикача. Ввімкнення власного резервного джерела живлення до збірних шин розподільного пристрою здійснюється за допомогою комутаційних апаратів, які обладнані дугогасними пристроями. Коли напруга власного джерела не дорівнює напрузі на шинах розподільного пристрою, тоді його ввімкнення до шин здійснюється за допомогою потужного трансформатора.

У комплексних розподільних пристроях з викотними елементами роль роз'єднувачів виконують штепсельні контакти. Захист електричної підстанції від перенапруг здійснюється за допомогою вентильних розрядників, які застосовуються, як правило, на кожній секції збірних шин. Приєднання розрядників

до шин здійснюється за допомогою роз'єднувачів. Захист будівель і споруд підстанції від блискавки здійснюється за допомогою блискавкозахисту, як правило, стрижневого типу з автоматичним заземлюючим пристроєм.

Для внутрішньої та зовнішньої установки в сучасних розподільних мережах, а також на залізницях часто застосовують комплектні трансформаторні підстанції. Захист одно- та двотрансформаторних комплектних підстанцій від внутрішнього пошкодження здійснюється за допомогою короткозамикачів, вимикачів і віддільників, роз'єднувачів та запобіжників, вимикачів навантаження з запобіжниками або без них.

Комутаційні апарати зображують на схемах підстанцій у вимкненому стані з дотриманням вимог монтажу згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), тобто їхні рухомі струмопровідні контакти у вимкненому стані не повинні бути під напругою. При навчальному проектуванні розробляється принципова однолінійна схема кіл підстанції. Креслення схеми та її елементів повинні відповідати вимогам єдиної системи конструкторської документації (ЄСКД). На однолінійній схемі основного електрообладнання (генераторів, потужних трансформаторів, шин розподільних пристроїв, комутаційних апаратів, реакторів, розрядників, трансформаторів власних потреб і вимірювальних трансформаторів струму та напруги) потрібно зобразити вимірювальні прилади та пристрої релейного захисту автоматики, а також визначати режими нейтралі первинних і вторинних обмоток потужних трансформаторів і генераторів резервного живлення. На рис. 1.1 у якості прикладу зображена однолінійна схема розподільного пристрою напругою 10 кВ підстанції, яка є частиною СЕП.

1.3. Визначення навантажень системи електропостачання та підстанцій

Правильне визначення величини навантаження на електричні станції та підстанції на етапі проектування дозволяє оптимізувати режим роботи СЕП в цілому та її окремих кіл, ланок, обладнання та інших її елементів. Завищення значень

навантаження може призвести до перегріву струмопровідних частин і їхнього виходу з ладу, а зниження значень навантаження призводить до нераціональних витрат коштів, недонавантаження елементів системи, зниження коефіцієнта корисної дії та ін. Тому завдання правильного визначення розрахункових навантажень є одним з головних питань проектування. Для вирішення цього завдання головним фактором є графіки навантажень, які показують залежність значень витраченої активної та реактивної потужності у функції часу.

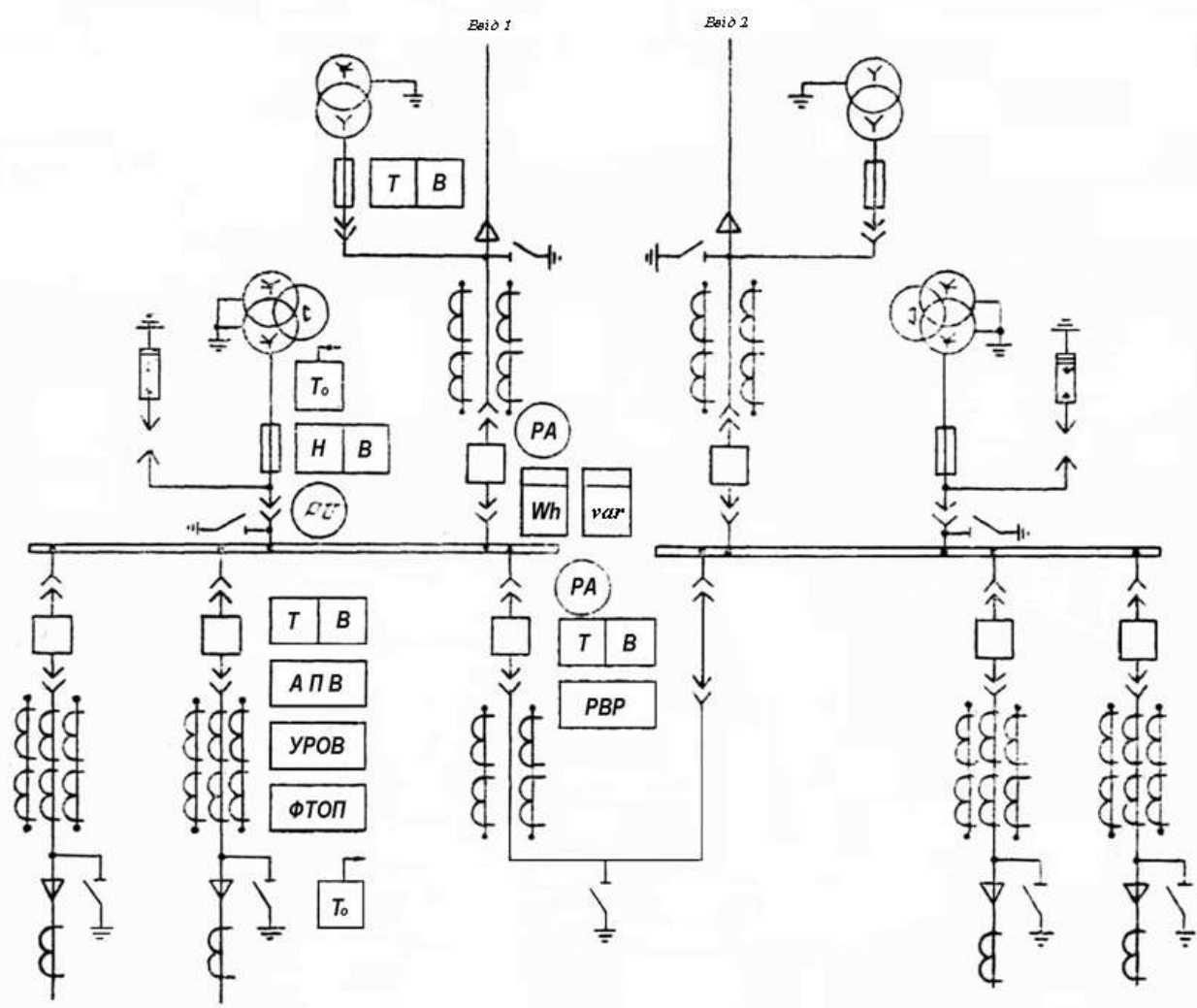


Рис. 1.1. Однолінійна схема розподільного пристрою підстанції напругою 10 кВ

Застосовуються добові, річні графіки навантажень і річні графіки зміни добових максимальних навантажень. При проектуванні СЕП за графіками навантажень визначають

потужність електричної станції або підстанції, здійснюють вибір кількості та потужності джерел і перетворювачів електричної енергії, розраховують поперечний переріз проводів ЛЕП, норми витрат електроенергії, втрати електроенергії в ЛЕП і потужних трансформаторах, а також ряд інших показників, які характеризують режими роботи електроустановок. Режими роботи електроустановок упродовж року в більшості випадків визначаються найбільш характерними графіками навантаження за зимову та літню добу.

Побудова добових графіків навантажень у процесі експлуатації здійснюється за допомогою самописних приладів або за допомогою лічильників активної (реактивної) енергії, а в процесі проектування за допомогою типових графіків навантажень. Для побудови графіка навантажень електричної станції або підстанції, яка живить декілька груп споживачів електричної енергії з різними режимами роботи, спочатку потрібно побудувати в загальних осях координат за одну і ту саму зимову або літню добу графіки навантажень для кожної групи споживачів окремо. Потім слід просумувати їхні ординати і таким чином визначити сумарний графік навантажень всіх споживачів на станцію (підстанцію) за зимову або літню добу без урахування втрат енергії в ЛЕП і на власні потреби станції (підстанції).

На стадії проектування електроустановок потрібно спочатку визначити їхні режими роботи та установити деякі показники. Основним показником є сумарна установлена потужність приймачів електричної енергії $\sum P_{уст}$. Під установленою потужністю $P_{уст}$ електродвигунів, нагрівальних та освітлювальних пристроїв розуміють потужність, яка вказана в паспортних даних, тобто $P_{уст} = P_{ном}$.

Потужність, яка споживається електроприймачами від мережі при повному навантаженні та номінальній напрузі на їхніх затискачах, називається приєднаною потужністю $P_{пр}$. Для електроосвітлювальних і нагрівальних пристроїв $P_{уст} = P_{ном} = P_{пр}$, а для електродвигунів

$$P_{пр} = \frac{P_{уст}}{\eta}, \quad (1.1)$$

де η – коефіцієнт корисної дії двигуна, або середнє значення коефіцієнта корисної дії двигунів, $\eta_{cp} = (\sum_1^n \eta_i) / n$.

Як правило, не всі електроприймачі, які приєднані до мережі, знаходяться в роботі або використовуються з повним навантаженням. Тому потужність P_n , яка споживається від мережі, майже завжди має значення менше, ніж приєднана потужність, тобто $P_n \leq P_{np}$. Ця особливість споживачів електричної енергії ураховується коефіцієнтом одночасності K_o , який показує, яку частину від приєднаної потужності електроприймачів даної групи складає робоча приєднана потужність при її максимальному навантаженні, тобто

$$K_o = \frac{P_{npроб}}{\sum P_{np}}, \quad (1.2)$$

де $P_{npроб}$ – приєднана потужність групи електроприймачів, яка працює при максимальному навантаженні.

Найбільша потужність P_{nmax} , яка споживається групою електроприймачів впродовж не менше півгодини за рік, називається максимальним навантаженням.

У більшості технологічних процесів електродвигуни працюють з неповним завантаженням упродовж деякого часу. Ця особливість роботи приймачів електричної енергії враховується коефіцієнтом завантаження K_3 , який показує, яку частину від робочої приєднаної потужності електроприймачів даної групи споживачів, що працювали б у час їхнього максимального навантаження, складає споживана ними від мережі потужність, тобто

$$K_3 = \frac{P_{nmax}}{P_{npроб}}, \quad (1.3)$$

де P_{nmax} – потужність, яка споживається електроприймачами даної групи в час їхнього максимального навантаження.

Між $P_{нmax}$ та $\sum P_{np}$ є такий взаємозв'язок:

$$P_{нmax} = K_o K_z \sum P_{np}. \quad (1.4)$$

Максимальна потужність на шинах станції або підстанції $P_{стmax}$, яка потрібна для забезпечення потужності $P_{нmax}$ даної групи споживачів з приєднаною потужністю $\sum P_{np}$, з урахуванням витрат у різних ланках мережі дорівнює

$$P_{стmax} = \frac{P_{нmax}}{\eta_m} = \frac{K_o K_z}{\eta_m} \sum P_{np} = K_n \sum P_{np}, \quad (1.5)$$

де η_m – коефіцієнт корисної дії мережі;

$K_n = \frac{K_o K_z}{\eta_m}$ – коефіцієнт попиту, що показує, яку частину від

$\sum P_{np}$ складає потужність, що відбирається від шин електричної станції в час максимуму даної групи споживачів.

Середня робоча потужність електричної станції визначається шляхом ділення виробленої енергії $W_{вир}$ на кількість годин експлуатації станції $T_{ек}$:

$$P_{срроб} = \frac{W_{вир}}{T_{ек}}. \quad (1.6)$$

Середня потужність станції за рік $P_{срр}$ та за добу $P_{срд}$ визначається як

$$P_{срр} = W_{вирр} / 8760 \quad \text{та} \quad P_{срд} = W_{вирд} / 24. \quad (1.7)$$

Тривалість використання максимального навантаження T_{max} визначається як відношення електроенергії, яка вироблена (витрачена) електроустановкою за рік, до максимального навантаження за рік P_{max} :

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}} = \frac{P_{срр} \cdot 8760}{P_{max}}. \quad (1.8)$$

Тривалість використання максимального навантаження T_{max} показує, скільки годин за розглянутий період часу повинна була б працювати електроустановка з незмінним максимальним

навантаженням для вироблення (витрат) цієї ж кількості електроенергії. На графіку навантаження T_{max} є основою прямокутника, площа якого дорівнює виробленій за даний час енергії, а висота – максимальному навантаженню. Величина T_{max} використовується при виборі електрообладнання та поперечного перерізу провідників ЛЕП.

Ступінь нерівномірності графіка навантажень електроустановки характеризується коефіцієнтом навантаження K_n , який визначають як

$$K_n = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{W_{вирр}}{8760P_{max}} = \frac{W_{вирд}}{24P_{max}} = \frac{T_{max}}{8760}. \quad (1.9)$$

Одним з важливих показників, який характеризує роботу електроустановки, є коефіцієнт використання встановленої потужності K_e

$$K_e = \frac{W_{вир}}{8760P_{уст}} = \frac{P_{срр}}{\sum P_{уст}}, \quad (1.10)$$

де $\sum P_{уст}$ – сумарна встановлена потужність усіх агрегатів електроустановки включно з резервними.

Середня собівартість 1 кВт·год, коп./кВт·год, корисно відпущеної енергії $W_{кв}$ визначається як

$$c = \frac{\sum C \cdot 100}{W_{кв}}, \quad (1.11)$$

де $\sum C$ – сумарні річні витрати по станції, грн.

На практиці використовуються два підходи до визначення навантажень електрообладнання. Перший є більш точним і базується на експериментальних даних добових графіків навантажень. Він використовується у процесі експлуатації з метою визначення оптимальних режимів роботи електроустановки. При другому підході розрахунок навантажень виконується за виробничо-статистичними даними. Він є менш точним, але дозволяє отримати орієнтовні дані, які потрібні при проектуванні СЕП або їхніх ділянок чи ланок.

Використовується багато виробничо-статистичних методів, однак при проектуванні нових об'єктів чи їхній реконструкції найбільше розповсюдження знайшли метод коефіцієнта попиту; метод двочленного виразу; метод питомих показників і метод Г. М. Каялова. Дані методи дозволяють визначати розрахункове навантаження на електроустановку, що проектується. Метод коефіцієнта попиту дозволяє визначити розрахункову потужність $P_{роз}$ при відомих значеннях коефіцієнта попиту K_n та встановленій потужності $P_{уст}$:

$$P_{роз} = K_n P_{уст}. \quad (1.12)$$

Для декількох груп електроприймачів, які живляться від однієї підстанції, сумарна розрахункова потужність $P_{розс}$ визначається як

$$P_{розс} = K_p \sum_{i=1}^n K_{ni} P_{устi}, \quad (1.13)$$

де K_p – коефіцієнт різночасу максимумів навантажень;

K_{ni} – коефіцієнт попиту i -ї групи електроприймачів;

$P_{устi}$ – встановлена потужність i -ї групи електроприймачів;

n – кількість груп електроприймачів.

Коефіцієнт K_p характеризує зміщення максимумів навантажень окремих електроприймачів за часом, що викликає зниження сумарного максимуму навантаження порівняно з сумою максимумів навантажень окремих груп. Для ЛЕП високої напруги внутрішнього електропостачання $K_p = 0,85-1,0$, а для шин електричних підстанцій $K_p = 0,9-1,0$.

У ряді випадків для визначення розрахункового навантаження застосовують уніфікований метод коефіцієнта попиту. Даний метод застосовує коефіцієнт використання K_e , яким враховують середнє використання номінальної потужності приймачів електричної енергії. За цим методом середнє навантаження $P_{розс}$ за найбільш навантажений період роботи визначають як

$$P_{розср} = K_e P_{уст}. \quad (1.14)$$

Величину розрахункового максимального навантаження $P_{розтах}$ тривалістю не менш ніж півгодинного в такому випадку знаходять як

$$P_{розтах} = K_m P_{розср}, \quad (1.15)$$

де K_m – коефіцієнт максимуму активного навантаження.

Значення K_m знаходять за допомогою спеціальних таблиць або упорядкованих діаграм. Для цього потрібно додатково знайти ефективну кількість електроприймачів

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{уст} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{уст}^2}. \quad (1.16)$$

Допускається при великій кількості груп електроприймачів, а також коли виконується співвідношення $(P_{устmax}/P_{устmin}) \leq 3$, значення n_e приймати рівним кількості груп електроприймачів, тобто $n_e = n$.

Метод упорядкованих діаграм у даному посібнику не розглядається. Значення коефіцієнта максимуму активного навантаження K_m залежно від значень коефіцієнта використання $K_в$ та ефективної кількості груп електроприймачів n_e наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Значення коефіцієнта максимуму активного навантаження

n_e	Значення K_m при $K_в$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,54	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,07
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07

Продовження табл. 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,06
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,06
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,05
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,04
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,04
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,11	1,08	1,03
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,04
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Значення коефіцієнта використання K_e , коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ та коефіцієнта попиту K_n для найбільш характерних електроприймачів наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Розрахункові коефіцієнти електричних навантажень

Номер з/п	Вид електроприймачів	Коефіцієнт		
		K_e	$\cos\varphi$	K_n
1	2	3	4	5
1	Електропривод насосів виробничого використання	0,8	0,85	0,85
2	Електропривод вентиляторів або вакуумнасосів	0,75	0,8	0,8
3	Електропривод масляних насосів	0,65	0,75	0,7
4	Установки з підігріву повітря	0,5	0,82	0,6

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5
5	Електропечі	0,65	1,0	0,7
6	Електропривод підйомно-транспортних механізмів	0,1	0,6	0,15
7	Сушильні шкафи	0,8	1,0	0,85
8	Металорізальні верстати	0,13	0,45	0,15
9	Малі нагрівальні пристрої	0,6	1,0	0,7
10	Зварювальні трансформатори	0,22	0,37	0,35
11	Електропривод насосно-акумуляторних станцій	0,7	0,8	0,76
12	Електропривод пресів	0,65	0,8	0,75
13	Електропривод клапанів	0,02-0,15	0,6-0,75	0,02-0,15
14	Електропривод компресорів	0,75	0,75	0,8

Освітлювальне навантаження, як правило, також визначається через коефіцієнт попиту. Значення коефіцієнта попиту для освітлювального навантаження різних об'єктів наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Значення K_n для освітлювального навантаження

Номер з/п	Вид об'єкта освітлення	K_n
1	Малі виробничі будівлі	0,95
2	Бібліотеки, адміністративні будівлі, підприємства харчування	0,85
3	Складські приміщення	0,6
4	Виробничі приміщення	0,8
5	Лікарні та навчальні заклади, побутові та лабораторні приміщення	0,75
6	Аварійне освітлювання	1,0

За методом двочленного виразу розрахункове навантаження для групи $(n+m)$ -електроприймачів визначається за формулою

$$P_{роз} = \epsilon_n \sum_{i=1}^n P_{усті} + \epsilon_m \sum_{j=n+1}^m P_{устj} , \quad (1.17)$$

де $\sum_{i=1}^n P_{устіi}$ – сумарна установлена потужність n -електро-приймачів з найменшою потужністю;

$\sum_{j=n+1}^m P_{устj}$ – сумарна установлена потужність m -електро-приймачів з найбільшою потужністю;

v_n та v_m – постійні коефіцієнти для відповідних груп електроприймачів.

Розподіл електроприймачів на електроприймачі малої та великої потужності є умовним. Значення коефіцієнтів v_n або v_m для деяких груп однотипних електроприймачів наведені в табл. 1.4. Значення коефіцієнтів v_n та v_m для великої кількості груп електроприймачів не визначені. Тому використання методу двочленного виразу викликає значні труднощі.

Таблиця 1.4

Значення розрахункових коефіцієнтів v_n або v_m

Номер з/п	Вид групи електроприймачів	v_n або v_m
1	Водяні насоси низького тиску	0,87
2	Водяні насоси високого тиску	0,55
3	Сантехнічні вентилятори	0,69
4	Електроприводи насосних станцій водопостачання	0,89
5	Газові компресори	0,85
6	Центрифуги	0,4

Метод питомих показників використовується при проектуванні СЕП груп електроприймачів, для яких є дані з питомої щільності навантаження на одиницю площі або питомі витрати електричної енергії на одиницю продукції.

Розрахункове навантаження за даним методом при визначеній питомій щільності навантаження розраховується як

$$P_{роз} = P_n \cdot F, \quad (1.18)$$

де P_n – питома щільність навантаження, кВт/м²;

F – площа об'єкта, м².

Питомі навантаження на одиницю площі деяких виробничих об'єктів наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5

Питомі навантаження на одиницю площі

Номер з/п	Вид електроспоживача	P_n , Вт/м ²
1	Цех металевих покриттів	50-100
2	Цех термічний	100-200
3	Цех ковальсько-пресовий	150-300
4	Цех механічний або збиральний	200-400
5	Цех електрозварювальний	300-600
6	Цех електролізний	600-800
7	Печі електроплавильні	300-1000

При визначених даних по питомих витратах електричної енергії W_n на одиницю продукції розрахункове навантаження

$$P_{роз} = \frac{W_n M}{T}, \quad (1.19)$$

де M – кількість продукції;

T – час виготовлення продукції.

Питомі витрати електроенергії на одиницю виробленої продукції для різноманітних галузей виробництва наведені в табл. 1.6.

Розрахункове навантаження за методом Каялова визначається за допомогою виразу

$$P_{роз} = K_m K_e P_{уст}, \quad (1.20)$$

де K_e – коефіцієнт використання установленної потужності (визначається за допомогою табл. 1.2);

K_m – коефіцієнт півгодинного максимуму навантаження.

Таблиця 1.6

Питомі витрати електроенергії

Номер з/п	Галузь виробництва	Одиниця вимірювання	W_n , кВт·год
1	Виробництво м'яса та субпродуктів	т	60-90
2	Виробництво чавуну	т	9,7
3	Виробництво сталі	т	11,9-25,1
4	Виробництво прокату	т	102,5-133,3
5	Виробництво міді	т	12
6	Виробництво цементу	т	103-132
7	Виробництво продукції машинобудування та металообробки	тис. грн	51,5-210
8	Виробництво залізобетонних конструкцій	м ³	20,8-41,9

Для визначення K_m потрібно побудувати упорядковані діаграми та визначити їхні характеристики. Упорядковані діаграми будуються за один цикл шляхом розташування всіх ординат сумарного графіка навантажень $P=f(t)$ у порядку їх зменшення. Характер діаграми визначається коефіцієнтом форми K_ϕ графіка навантажень, який характеризує нерівномірність навантаження за часом і знаходиться як

$$K_\phi = \frac{P_{ef}}{P_{cp}}, \quad (1.21)$$

де $P_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}$ – ефективне навантаження за час T ;

$P_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt$ – середнє навантаження за час T .

Значення коефіцієнта півгодинного максимуму K_m визначається за допомогою виразу

$$K_m = A \cdot B \cdot K_\phi \left(1 + \sqrt{\frac{3(f_{ki}^2 - 1)}{n_e}} \right), \quad (1.22)$$

де A і B – постійні коефіцієнти, які залежать від форми упорядкованої діаграми: при $K_\phi < 1,1$ $A=4,1$; $B=3,1$; при $1,1 < K_\phi < 1,5$ $A=2,8$; $B=1,67$;

f_{ki} – коефіцієнт, який ураховує форму упорядкованої діаграми індивідуальних коефіцієнтів використання: $f_{ki} = 1,02-1,05$.

Незалежно від того, який метод застосований при визначенні розрахункового навантаження групи електроприймачів, після його визначення приступають до побудови добового та річного графіків навантаження станції або підстанції, що проектується. Спочатку будуються добові графіки навантажень окремих груп електроприймачів. Потім будується сумарний графік навантажень електроприймачів, які приєднані до станції або підстанції, шляхом складання ординат графіків окремих груп електроприймачів.

Для побудови добового графіка навантажень групи електроприймачів потрібно спочатку підібрати відповідний типовий добовий графік аналогічний за характером навантаження, а потім прийняти за 100 % знайдене значення $P_{роз}$ для даної групи та виконати відповідне побудування. Типові графіки навантажень для найбільш характерних навантажень груп електроприймачів у табличному вигляді наведені в табл. 1.7, де в чисельнику вказані дані для зимових, а в знаменнику – для літніх діб.

Для побудови кінцевого добового графіка навантажень підстанції або станції ще потрібно врахувати втрати потужності в мережі та витрати потужності для живлення власних потреб. Втрати потужності в розподільних мережах обумовлені втратами на перемагнічування осердя трансформаторів і втратами в обмотках трансформаторів і проводах ЛЕП. Втрати на перемагнічування осердя не залежать від навантаження, тобто є постійними. Ці втрати складають 1-1,5 % потужності ввімкненого в мережу трансформатора. Втрати в проводах мереж та обмотках трансформаторів залежать від значень навантаження і тому є змінними. Їхнє максимальне значення $P_{змmax}$ має місце при максимальному навантаженні і визначається як

$$P_{змmax} = \frac{P_{зм}}{100} P_{нmax}, \quad (1.23)$$

де $P_{зм}$ – втрати потужності в мережі у відсотках максимального навантаження електроприймачів (складають 3÷15 %).

Таблиця 1.7

Добове навантаження груп електроприймачів
у порівнянні до P_{max}

Час доби, год	Групи електроприймачів									
	Залізничний вузол	Локомотиво-ремонтний завод	Сільсько-господарське навантаження	Промислове навантаження однозмінне	Промислове навантаження двозмінне	Промислове навантаження тризмінне	Насосні установки водопровідної мережі	Зовнішнє освітлення	Освітлення домівок мешкання	Нагрівальні прилади
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-1	0,67 0,55	0,67 0,58	0,3 0,15	0,13 0,13	0,2 0,2	0,84 0,94	1,1 1,0	1,0 1,0	0,3 0,2	0,12 0,12
1-2	0,65 0,53	0,65 0,56	0,27 0,15	0,13 0,13	0,2 0,2	0,84 0,94	1,1 1,0	0,6 0,6	0,3 0,2	0,12 0,12
2-3	0,65 0,53	0,64 0,54	0,27 0,15	0,13 0,13	0,2 0,2	0,84 0,94	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,2	0,12 0,12
3-4	0,65 0,53	0,6 0,51	0,27 0,15	0,13 0,13	0,2 0,2	0,84 0,94	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,2	0,12 0,12
4-5	0,6 0,5	0,6 0,5	0,9 0,1	0,13 0,13	0,2 0,2	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,2	0,12 0,12
5-6	0,6 0,5	0,6 0,5	0,9 0,1	0,13 0,13	0,2 0,2	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,2	0,12 0,12
6-7	0,83 0,5	0,73 0,55	1,0 0,2	0,13 0,13	1,0 1,0	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,4	0,8 0,4
7-8	0,97 0,73	0,7 0,57	0,98 0,25	0,13 0,13	1,0 1,0	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0,3	0,06 0,4	0,8 0,4
8-9	0,9 0,76	0,95 0,78	0,7 0,28	1,0 1,0	1,0 1,0	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0	0,06 0,4	0,6 0,8
9-10	0,82 0,76	0,9 0,75	0,4 0,2	1,0 1,0	1,0 1,0	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0	0,06 0,4	0,6 0,8
10-11	0,82 0,76	0,83 0,75	0,4 0,15	1,0 1,0	1,0 1,0	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0	0,06 0,4	0,6 1,0
11-12	0,82 0,76	0,62 0,58	0,6 0,18	1,0 1,0	1,0 1,0	0,88 0,94	1,1 1,0	0 0	0,06 0,1	1,0 1,0
12-13	0,58 0,76	0,72 0,63	0,8 0,22	0,4 0,5	1,0 1,0	0,84 0,94	1,1 1,0	0 0	0,06 0,1	0,8 0,8
13-14	0,82 0,76	0,8 0,73	0,95 0,22	1,0 1,0	0,55 0,74	0,84 0,94	1,1 1,0	0 0	0,06 0,1	0,8 0,8
14-15	0,84 0,72	0,78 0,72	0,9 0,18	1,0 1,0	0,55 0,74	0,88 1,0	1,1 1,0	0 0	0,06 0,1	0,4 0,6

Продовження табл. 1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15-16	0,87	0,85	0,5	1,0	1,0	0,88	1,1	0	0,06	0,4
	0,76	0,67	0,18	1,0	1,0	1,0	1,0	0	0,1	0,6
16-17	0,9	0,92	0,4	1,0	1,0	0,88	1,1	0	0,06	0,4
	0,76	0,73	0,18	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,6
17-18	0,93	0,95	0,4	0,13	1,0	0,88	1,1	0	0,06	0,4
	0,76	0,7	0,18	0,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,6
18-19	0,93	1,0	0,4	0,13	1,0	0,88	1,1	0	0,06	0,7
	0,76	0,72	0,18	0,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
19-20	0,93	0,88	0,46	0,13	1,0	0,88	1,1	0	0,06	0,7
	0,76	0,67	0,18	0,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
20-21	1,0	0,93	0,46	0,13	1,0	0,84	1,1	0,93	0,5	0,86
	0,82	0,72	0,15	0,13	1,0	0,94	1,0	1,0	0,7	0,2
21-22	0,82	0,9	0,35	0,13	1,0	0,84	1,1	0,93	0,5	0,86
	0,82	0,75	0,08	0,13	1,0	0,94	1,0	1,0	0,7	0,2
22-23	0,82	0,83	0,3	0,13	0,2	0,84	1,1	0,93	0,5	0,7
	0,82	0,78	0,08	0,13	0,2	0,94	1,0	1,0	0,6	0,2
23-24	0,67	0,78	0,3	0,13	0,2	0,84	1,1	0,93	0,3	0,07
	0,55	0,67	0,15	0,13	0,2	0,94	1,0	1,0	0,3	0,07

Значення $P_{змmax}$, %, для мереж різного призначення наведені в табл. 8.

Таблиця 1.8

Значення $P_{змmax}$ для різних мереж

Номер з/п	Тип мережі	$P_{змmax}$, %
1	Промислові мережі напругою вище 1000 В	6-8
2	Промислові мережі до 1000 В	3-5
3	Комунальні та сільськогосподарські мережі вище 1000 В	8-10
4	Комунальні та сільськогосподарські мережі до 1000 В	5-7
5	Районні мережі енергосистем	12-15

Змінні втрати в мережі $P_{зм}(t)$ у будь-яку годину доби при навантаженні $P(t)$

$$P_{зм}(t) = \frac{P_{змmax}}{100} \cdot \frac{P^2(t)}{P_{роз}}. \quad (1.24)$$

Максимальні витрати на власні потреби $P_{впmax}$ для електричних станцій

$$P_{впmax} = \frac{P_{ен}}{100} P_{max}, \quad (1.25)$$

де $P_{ен}$ – потужність власних потреб станції у відсотках максимальної потужності, яка наведена для різних типів станцій у табл. 1.9.

Таблиця 1.9

Значення $P_{ен}$ залежно від типу станції та потужності

Номер п/п	Тип станції	$P_{ен}, \%$
1	Станції, які працюють на рідкому паливі та газу	3-6
2	Станції, які працюють на вугіллі	5-7
3	Конденсаційні паротурбінні станції	6-8
4	Теплоелектроцентралі	8-12
5	Гідроелектростанції	1-3
6	Підстанції	1-3

Звичайно вважають, що 40 % $P_{впmax}$ є постійною, а 60 % – змінною частиною витрат потужності на власні потреби, тобто $P_{пвп} = 0,4 P_{впmax}$, а $P_{звп} = 0,6 P_{впmax}$. Коли потужність станції P не дорівнює P_{max} , тоді змінна складова витрат на власні потреби

$$P_{звп} = P_{звпmax} \frac{P}{P_{max}}. \quad (1.26)$$

Значення потужності на власні потреби в будь-яку годину доби

$$P_{ен}(t) = \frac{P_{ен}}{100} P_{роз} \left[0,4 + 0,6 \frac{P(t)}{P_{роз}} \right]. \quad (1.27)$$

Для побудови кінцевого добового графіка навантажень підстанції (станції) потрібно скласти ординати зимових або літніх графіків електроприймачів, добового графіка витрат у розподільній мережі та добового графіка витрат на власні

потреби за кожен годину доби, а потім їх збільшити на 1-1,5 % сумарної встановленої потужності трансформаторів підстанції.

За даними проектних організацій, для тягових підстанцій, які працюють у районах з зимовою температурою повітря до -40°C , витрати на власні потреби (живлення кіл підігріву вимикачів, опалення приміщень підстанції, електропостачання пристроїв СЦБ і споживачів чергового пункту району контактної мережі та ін.) дорівнює: на опорній підстанції напругою 220 кВ близько до 1400 кВА; на опорній підстанції 110 кВ – 970 кВА; на транзитних підстанціях 110 і 220 кВ – від 400 до 800 кВА; на опалення будівель підстанції змінної напруги – 60 кВА; на опалення будівель підстанції постійного струму – 140 кВА; на опалення та вентиляцію приміщення акумуляторної батареї – 180кВА; на освітлення будівель підстанції – 4-6 кВА; на зовнішнє освітлення підстанції – 35 кВА.

Добові графіки навантажень дозволяють побудувати річний графік зміни добових максимальних навантажень і річний графік навантажень за тривалістю. При побудові річного графіку зміни добових максимальних навантажень електроустановки на осі абсцис відкладається час у добах і місяцях з 1 січня по 31 грудня, а на осі ординат – добові максимуми навантажень. Аналіз таких графіків дозволяє планувати порядок виведення обладнання на технічне обслуговування або ремонт, коректувати режими роботи електроустановки з метою надійного забезпечення споживачів електроенергією в час максимуму навантажень та ін.

Річний графік за тривалістю характеризує тривалість роботи електроустановки з різним значенням навантаження. При побудові такого графіка на осі абсцис відкладаються години роботи від 0 до 8760, а на осі ординат – значення відповідних зимових або літніх добових навантажень по мірі їх зменшення. При цьому враховується, що в році 213 зимових і 152 літніх доби. Площа під кривою річного графіка за тривалістю є кількістю електроенергії, яка вироблена або витрачена електроустановкою за рік.

Річні графіки навантажень за тривалістю дозволяють розраховувати потрібні показники режимів роботи електроустановок, вдосконалювати експлуатацію енергетичного обладнання, а при проектуванні вибирати потрібне електрообладнання.

1.4. Вибір кількості та потужності трансформаторів

Вибір кількості та потужності трансформаторів на підстанціях здійснюється з урахуванням частоти і напруги живильної мережі, умов їх встановлення та виду охолодження, а також напруги, потужності і режимів роботи приймачів електричної енергії, категорювання споживачів та інших факторів.

Головним фактором при виборі кількості трансформаторів виступає категорювання споживачів електроенергії. Споживачі I категорії повинні житись від двох незалежних джерел електричної енергії. При живленні цих споживачів від однієї підстанції потрібно встановити по одному трансформатору на кожну з двох секцій шин. Потужність цих трансформаторів повинна бути вибрана з урахуванням можливості перенавантаження кожного з них при вимиканні іншого. При живленні цих споживачів від двох підстанцій на них можна встановлювати по одному трансформатору. При живленні споживачів II категорії від однієї підстанції на ній також потрібно встановлювати два трансформатори, але з потужністю, яка дозволяє вимикання лише частину споживачів на час заміни трансформатора, який вийшов із ладу. Споживачів III категорії можна забезпечувати електроенергією від підстанції з одним трансформатором за наявності резервного трансформатора на складі.

Вибір кількості трансформаторів залежить також і від режиму роботи підстанції. При низькому коефіцієнті навантаження ($K_n \leq 0,5$) доцільно мати, з економічних міркувань, два трансформатори замість одного. У цих випадках два трансформатори використовуються в години максимуму навантаження і один з них вимикається при зниженні навантаження.

Порівняння техніко-економічних розрахунків різноманітних варіантів СЕП показують, що в більшості випадків двотрансформаторні підстанції економічно більш доцільні, ніж підстанції з одним або з кількістю більше двох трансформаторів. Тому на знижувальних підстанціях напругою 35 кВ і більше рекомендується встановлювати два трансформатори. Встановлення більшої кількості трансформаторів повинно бути підтверджено техніко-економічним обґрунтуванням.

Потужність трансформаторів повинна в нормальних умовах забезпечувати живлення приймачів електричної енергії всіх

категорій. При цьому навантаження трансформаторів за умов нагріву не повинно викликати зменшення природного терміну його роботи, який складає приблизно 20 років. Відхилення температури ізоляції трансформатора на 6 К від номінального теплового навантаження, яке дорівнює 358 К, зменшує (при перевищенні номінального теплового навантаження) або збільшує термін працездатності ізоляції у два рази.

При виборі потужності трансформаторів потрібно враховувати їхню спроможність до перевантаження. Трансформатори в умовах експлуатації допускають аварійне та можливе систематичне перевантаження, тобто допустиме перевантаження. Сухі та масляні трансформатори при аваріях, незалежно від тривалості попереднього навантаження, температури навколишнього середовища та місця їх встановлення, допускають короткочасні перевантаження. Допустима тривалість роботи трансформаторів залежно від величини перевантаження в аварійних випадках наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10

Допустимий час аварійних перевантажень трансформаторів

Номер з/п	Коефіцієнт перенавантаження, %	Тривалість перенавантаження, хв	
		Масляні трансформатори	Сухі трансформатори
1	20	-	60
2	30	120	45
3	40	90	32
4	45	80	30
5	50	70	18
6	60	45	5
7	75	20	2
8	100	100	0
9	200	1,5	0

Рівень граничних перевантажень трансформаторів розраховується за допомогою коефіцієнта граничних перевантажень K_2 , який показує співвідношення між дійсною робочою потужністю трансформатора та номінальним значенням його потужності $S_{ном}$.

Масляний трансформатор допускає перевантаження на 40 % на термін 6 годин на добу впродовж 5 діб, коли його навантаження до цього було не більше $0,93S_{ном}$.

Трансформатори допускають додаткове систематичне перевантаження $S_{зрп}$ в години максимальних навантажень за рахунок неповного використання його номінальної потужності в інші години доби, тобто за рахунок його попереднього недовантаження. Це перевантаження залежить від коефіцієнта попереднього навантаження K_1

$$S_{зрп} = 0,3(1 - K_1)S_{ном}. \quad (1.28)$$

Трансформатори, крім вище сказаного, можуть бути перевантажені зимою за рахунок їхнього недовантаження в літній час. У такому випадку допускається перевантаження трансформатора на один відсоток у зимовий період на кожний відсоток його недовантаження в літній час, але не більше ніж на 15 %, а загальне систематичне перевантаження не повинно перевищувати 30 %.

Систематичні перевантаження масляних трансформаторів для підстанцій, коли вони живлять споживачів роздільно, більш точно можна визначати за допомогою графіків спроможності трансформаторів до перевантаження. За цими графіками визначається залежність коефіцієнтів граничного перевантаження трансформатора K_2 від коефіцієнтів попереднього навантаження K_1 на трансформатор при різноманітній тривалості максимуму перевантаження t_n , характеристиках трансформаторів та умовах їхньої роботи (1-12). Характеристики трансформаторів і параметри умов їхньої роботи наведені в табл. 1.11. Графіки спроможності трансформаторів до перевантаження наведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.11

Характеристики трансформаторів та умов їхньої роботи

Номер характеристики	Потужність трансформатора, МВА	Постійна часу трансформатора, год	Еквівалентна температура довкілля, К
1	2	3	4
1	0,001–1,0	2,5	263
2	1–6,3	3,5	263
3	0,001–1,0	2,5	273

Продовження табл. 1.11

1	2	3	4
4	1–6,3	3,5	273
5	0,001–1,0	2,5	283
6	1,0–6,3	3,5	283
7	0,001–1,0	2,5	293
8	1,0–6,3	3,5	293
9	0,001–1,0	2,5	303
10	1,0–6,3	3,5	303
11	0,001–1,0	2,5	313
12	1,0–6,3	3,5	313

Таблиця 1.12

Залежність коефіцієнта допустимого перевантаження трансформаторів K_2 від коефіцієнта K_1 та тривалості перевищення навантаження t_n

Характеристика трансформатора та умов його роботи	Значення K_1	Значення K_2 при t_n , год							
		0,5	1	2	4	6	8	12	24
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,2	-	-	-	-	1,45	1,39	1,335	1,25
	0,4	-	-	-	-	1,44	1,38	1,335	1,25
	0,6	-	-	-	1,5	1,43	1,375	1,335	1,25
	0,8	-	-	-	1,48	1,415	1,365	1,330	1,25
	1,0	-	-	-	1,46	1,395	1,355	1,325	1,25
	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
2	0,2	-	-	-	-	1,47	1,415	1,36	1,25
	0,4	-	-	-	-	1,465	1,41	1,35	1,25
	0,6	-	-	-	-	1,46	1,40	1,34	1,25
	0,8	-	-	-	-	1,45	1,385	1,33	1,25
	1,0	-	-	-	1,485	1,42	1,37	1,32	1,25
	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
3	0,2	-	-	-	1,45	1,36	1,31	1,25	1,18
	0,4	-	-	-	1,435	1,355	1,305	1,25	1,18
	0,6	-	-	-	1,42	1,345	1,30	1,245	1,18
	0,8	-	-	-	1,40	1,335	1,29	1,24	1,18
	1,0	-	-	1,48	1,36	1,30	1,27	1,23	1,18
	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18

Продовження табл. 1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	0,2	-	-	-	-	1,40	1,34	1,285	1,18
	0,4	-	-	-	1,48	1,395	1,335	1,28	1,18
	0,6	-	-	-	1,48	1,385	1,325	1,275	1,18
	0,8	-	-	-	1,445	1,37	1,315	1,266	1,18
	1,0	-	-	1,5	1,38	1,33	1,285	1,245	1,18
	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
5	0,2	-	-	-	1,38	1,295	1,23	1,18	1,09
	0,4	-	-	-	1,37	1,285	1,225	1,175	1,09
	0,6	-	-	1,5	1,35	1,275	1,22	1,17	1,09
	0,8	-	-	1,47	1,32	1,245	1,20	1,155	1,09
	1,0	-	1,5	1,34	1,23	1,19	1,16	1,13	1,09
	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
6	0,2	-	-	-	1,44	1,325	1,27	1,205	1,09
	0,4	-	-	-	1,415	1,315	1,26	1,20	1,09
	0,6	-	-	-	1,385	1,30	1,25	1,19	1,09
	0,8	-	-	1,5	1,34	1,27	1,23	1,175	1,09
	1,0	-	1,5	1,34	1,24	1,22	1,17	1,15	1,09
	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
7	0,2	-	-	1,5	1,385	1,195	1,15	1,095	1,0
	0,4	-	-	1,47	1,37	1,185	1,145	1,095	1,0
	0,6	-	-	1,42	1,35	1,175	1,135	1,085	1,0
	0,8	-	1,5	1,35	1,20	1,14	1,105	1,07	1,0
	0,9	-	1,44	1,25	1,15	1,10	1,08	1,05	1,0
	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
8	0,2	-	-	-	1,355	1,23	1,18	1,11	1,0
	0,4	-	-	-	1,33	1,22	1,17	1,11	1,0
	0,6	-	-	1,48	1,30	1,205	1,16	1,10	1,0
	0,8	-	-	1,40	1,24	1,175	1,13	1,075	1,0
	0,9	-	1,47	1,30	1,17	1,12	1,08	1,045	1,0
	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
9	0,2	-	-	1,4	1,195	1,1	1,05	1,0	0,9
	0,4	-	-	1,375	1,18	1,09	1,05	1,0	0,9
	0,6	-	1,5	1,32	1,16	1,075	1,04	0,98	0,9
	0,8	-	1,375	1,21	1,08	1,03	1,0	0,95	0,9
	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10	0,2	-	-	1,48	1,25	1,16	1,095	1,12	0,9
	0,4	-	-	1,44	1,23	1,14	1,08	1,115	0,9
	0,6	-	-	1,37	1,19	1,11	1,06	1,0	0,9
	0,8	-	1,4	1,22	1,1	1,04	0,99	0,96	0,9
	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Продовження табл. 1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	0,2	-	-	1,305	1,105	1,02	0,97	0,905	0,82
	0,4	-	1,47	1,27	1,08	1,0	0,95	0,895	0,82
	0,6	-	1,37	1,19	1,03	0,96	0,93	0,875	0,82
	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
12	0,2	-	-	1,37	1,16	1,065	0,995	0,93	0,82
	0,4	-	-	1,325	1,13	1,04	0,98	0,92	0,82
	0,6	-	1,41	1,23	1,08	0,99	0,94	0,89	0,82
	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82

Як видно з табл. 1.12, робота потужних масляних трансформаторів з систематичним перевантаженням більше 1,5 у будь-яких умовах не дозволяється. Дані табл. 1.12 дають можливість визначати час роботи трансформаторів з різними характеристиками (табл. 1.13) і ступенями перевантаження при визначеному попередньому навантаженні.

Для вибору типу та потужності масляного трансформатора на етапі проектування підстанції за відсутності графіків спроможності трансформаторів до перевантаження потрібно накреслити ці графіки за даними табл. 1.12. Для прикладу на рис. 1.2 показано графік спроможності трансформаторів до перевантаження.

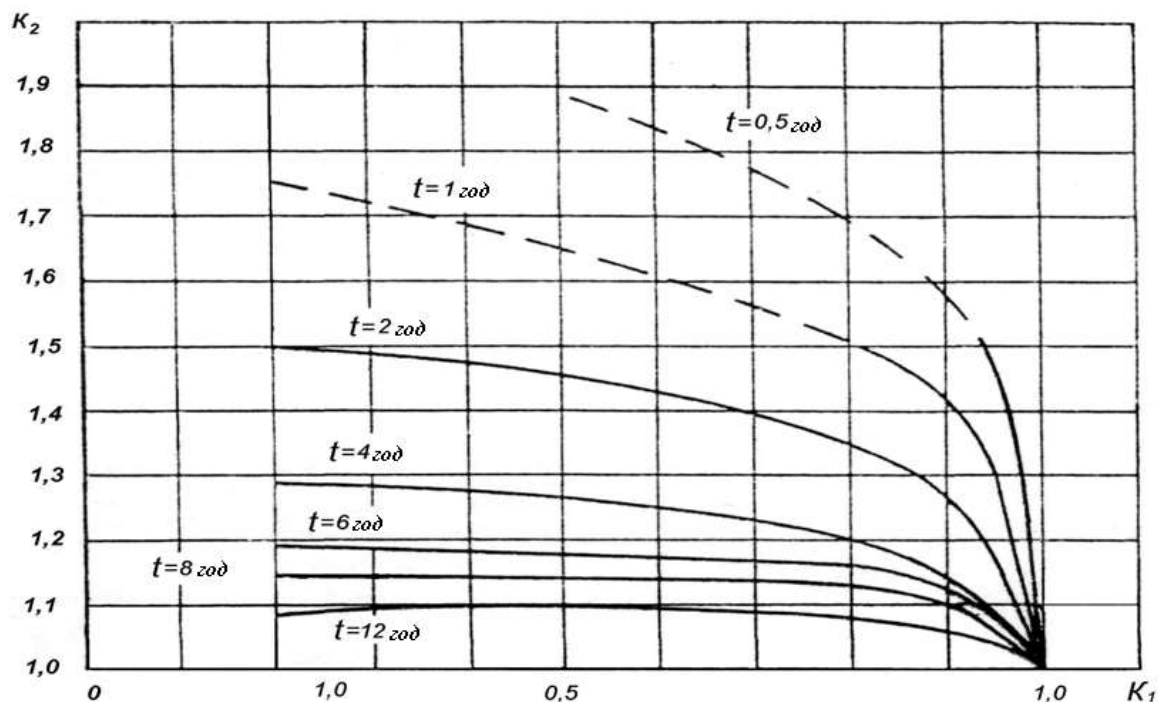


Рис. 1.2. Графік перевантажувальної спроможності трансформаторів з характеристикою 8 до перевантаження

При виборі потужності трансформаторів за допомогою графіків спроможності їх до перевантаження відповідним моментом є середньодобове навантаження електроприймачів, які мають живитись від даного трансформатора. Для цього вибираємо добовий зимовий або літній розрахунковий графік навантажень на підстанцію з найбільшою площею. З цього добового графіка навантажень спочатку визначається середньодобове навантаження $P_{ср\delta}$, а потім він перетворюється умовно у двоступеневий для визначення еквівалентного навантаження за 10 попередніх годин до P_{max} . Середньодобове навантаження визначається як

$$P_{ср\delta} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24}. \quad (1.29)$$

Для перетворення добового графіка навантажень у двоступеневий спочатку потрібно знайти максимальне навантаження на підстанцію P_{max} та визначити його тривалість t_{max} , що є першим ступенем двоступеневого графіка. Потім підраховуються значення другого ступеня графіка, тобто еквівалентного навантаження $P_{екв}$ за 10 попередніх годин до P_{max} з урахуванням його тривалості:

$$P_{екв} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (1.30)$$

де P_1, P_2, \dots, P_n – навантаження підстанції в різний час за 10 годин до P_{max} графіка навантаження;

t_1, t_2, \dots, t_n – час дії відповідних навантажень.

Після визначення $P_{max}, P_{ср\delta}$ та $P_{екв}$ розраховують попередні значення коефіцієнтів:

$$K_{1n} = \frac{P_{екв}}{P_{ср\delta}}; \quad K_{2n} = \frac{P_{max}}{P_{ср\delta}}. \quad (1.31)$$

Потім на відповідному графіку спроможності трансформатора до перевантаження з початку координат проводять пряму

лінію рівняння $K_2 = K_1 P_{max} / P_{екв}$ і в точці перехрещення цієї прямої з кривою граничних навантажень для часу t_n визначають граничні значення коефіцієнтів $K_{1зр}$ та $K_{2зр}$. У випадках, коли $K_{2зр} \geq K_{2n}$, значення потужності трансформатора з даною характеристикою визначають як

$$S = \frac{P_{max}}{K_{2n} \cdot \cos \varphi} \quad (1.32)$$

У випадках, коли $K_{2зр} < K_{2n}$, з метою зниження перевантаження трансформатора його потужність збільшують порівняно з розрахунковою за наведеною вище формулою. Якщо кількість трансформаторів на підстанції дорівнює двом і більше, потужність кожного з них визначається як

$$S \geq \frac{P_{рmax}}{1,4(n-1)\cos \varphi} \quad (1.33)$$

де $P_{рmax}$ – максимальна розрахункова потужність підстанції за добовими графіками її навантаження;

n – кількість трансформаторів ($n \geq 2$).

Потужність трансформаторів як для однострансформаторних, так і для підстанцій з більшою кількістю встановлених трансформаторів повинна бути у всіх випадках не менше розрахованого значення. Вимоги до встановлення трансформаторів визначаються умовами навколишнього середовища та її хімічною агресивністю, пожежною та іншою безпекою, умовами монтажу та експлуатації тощо. Потужні трансформатори з напругою 35 кВ та вище виготовляють тільки з масляним охолодженням і встановлюють, як правило, зовні приміщень.

Для трансформаторних підстанцій з напругою 6 або 10 кВ застосовуються сухі, масляні або трансформатори з негорючою охолоджуючою рідиною і їх розташовують, як правило, всередині електротехнічних приміщень. Відповідно до вимог ПУЕ на першому поверсі сухих приміщень I та II класу з вогнестійкості з неагресивним середовищем дозволяється установлення не більше трьох трансформаторів з загальною потужністю не більше 3200 кВА, а на другому поверсі – не

більше двох трансформаторів з загальною потужністю не більше 1000 кВА. На комплектній трансформаторній підстанції дозволяється встановлювати не більше двох трансформаторів з загальною потужністю не більше 3200 кВА. Трансформатори з негорючою рідиною у вибухонебезпечних зонах дозволяється встановлювати як всередині приміщень, так і зовні. Сухі трансформатори застосовують в адміністративних та інших будівлях з великою кількістю працівників.

Найбільше розповсюдження знаходять двообмоткові трансформатори. Триобмоткові трансформатори застосовують у випадках, коли є потреба передачі електричної енергії групі електроприймачів на середній напрузі, і тільки тоді, коли їхня потужність дорівнює не менше 15-20 % загального навантаження. Технічні характеристики трифазних двообмоткових масляних регульованих і нерегульованих трансформаторів наведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13

Технічні дані трифазних двообмоткових масляних трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга обмотки, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, % від $U_{ном}$	Струм ХХ, % від $I_{ном}$
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-25/6(10)	25	6; 10	0,4	0,17	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6(10)	40	6; 10	0,4	0,24	0,88	4,5	3,0
ТМ-63/6(10)	63	6; 10	0,4	0,36	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/6(10)	100	6; 10	0,4; 0,69	0,73	2,65; 3,1	4,5	2,4
ТМ-250/6(10)	250	6; 10	0,4; 0,69	0,945	3,7; 4,2	4,5	2,3
ТМ-400/6(10)	400	6; 10	0,4; 0,69	1,2	5,5	4,5	2,1
ТМ-630/6(10)	630	6; 10	0,4; 0,69	1,56	8,5	5,5	2,0
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ-1600/10	1600	10	0,4; 0,69	3,3	18	5,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	10	0,4; 0,69	4,6	25	5,5	1,0
ТМ-4000/10	4000	10	6,3	6,4	33,5	6,5	0,9
ТМ-6300/10	6300	10	6,3	9,0	46,5	6,5	0,8
ТМ-100/35	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	2,6
ТМ-160/35	160	35	0,4; 0,69	0,7	2,65; 3,1	6,5	2,4

Продовження табл. 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-250/35	250	35	0,4; 0,69	1,0	3,7; 4,2	6,5	2,3
ТМ-400/35	400	35	0,4; 0,69	1,35	5,5; 5,9	6,5	2,1
ТМ-630/35	630	35	0,4; 0,69	1,9	7,6; 8,5	6,5	2,0
ТМ-1000/35	1000	35	0,4; 0,69	2,75	12,2	6,5	1,4
ТМ-1600/35	1600	35	0,4; 0,69 6,3; 10,5	3,65	18,0	6,5	1,4
ТМ-2500/35	2500	35	0,4; 0,69 6,3; 10,5	5,1	25,0	6,5	1,1
ТМ-4000/35	4000	35	6,3; 10,5	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМ-6300/35	6300	35	6,3; 10,5	9,4	46,5	7,5	0,9
ТМН-1000/35	1000	35	6,3; 11	2,75	11,6	6,5	1,5
ТМН-1600/35	1600	35	6,3; 11	3,65	16,5	6,5	1,4
ТМН-3500/35	2500	35	6,3; 11	5,1	23,5	6,5	1,1
ТМН-4000/35	4000	35	6,3; 11	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМН-6300/35	6300	35	6,3; 11	9,4	46,5	7,5	0,9
ТМН-10000/35	1000	35	6,3	14,5	65	7,5	0,8
ТМН-2500/110	250	115	6,6; 11	65	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6300	115	6,6; 11	17,5	50	10,5	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,6; 11	18,0	60	10,5	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	6,6; 11	26,0	90	10,5	0,85
ТДН-25000/110	25000	115	6,3; 8,5	29	120	10,5	0,75
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3; 10,5	29	120	10,5	0,75
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-10,5 6,3-10,5	35	145	10,5	0,7
ТДН-40000/115	40000	115	38,5	42	175	10,4	0,65
ТРДН-40000/115	40000	115	6,3; 10,5 6,3-10,5	42	175	10,4	0,65
ТРДЦН-63000	63000	230	6,6; 11; 38,5	67	300	12,0	0,9
ТРДЦН-100000	100000	230	11; 38,5	94	360	12,0	0,8

У табл. 1.14 наведені технічні характеристики трифазних та однофазних трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110 і 220 кВ при $S_{номCH} = S_{номHH} = 0,5S_{номBH}$.

Таблиця 1.14

Технічні дані триобмоткових трансформаторів з вищою
напругою 110 і 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальна потужність, МВ·А	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт		$U_{кз}, \%$			$I_{хх}, \%$
		ВН	СН	НН	ХХ	КЗ між ВН-СН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН	
ТМТН	6,3	115	38,5	6,6; 11	14	58	10,5	17,0	6,0	1,2
ТДТН	10	115	38,5	6,6; 11	19	76	10,5	17,0	6,0	1,1
ТДТН	16	115	38,5	6,6; 11	26	96	10,5	17,0	6,0	1,0
ТДТН	25	115	38,5; 11	6,6; 11	36	140	10,5	17,0	6,0	0,9
ТДТН	40	115	38,5; 11	6,6; 11	50	200	10,5	17,0	6,0	0,8
ТДТН	63	115	38,5; 11	6,6; 11	70	290	10,5	17,0	6,5	0,7
ТДТН	80	115	38,5; 11	6,6; 11	82	390	10,5	17,0	6,5	0,6
ТДТН	25	230	38,5; 22	6,6; 11	41	135	20,0	12,5	6,5	1,2
ТДТН	40	230	38,5; 22	6,6; 11	54	240	22,0	12,5	9,5	1,1
ТДЦТН	63	230	38,5; 22	6,6; 11	75	320	24,0	12,5	10,5	1,0
АТДТН	32	230	121	38,5; 11;6,6	27	145	34,0	11,0	21,0	0,6
АТДЦТН	63	230	121	38,5; 11;6,6	37	215	35,0	11,0	22,0	0,5
АТДЦТН	100	230	121	38,5; 11;6,6	65	260	31,0	11,0	19,0	0,5
АОДЦТН	95	$230/\sqrt{3}$	$138/\sqrt{3}$	11	80	310	-	10,0	-	0,5

Технічні характеристики трансформаторів, які живлять перетворювальні агрегати, відрізняються від характеристик звичайних трансформаторів. Для живлення реверсованих і неревверсованих електроприводів великої потужності напругою

460, 660, 825, 1050, 1520 та 3030 В використовують масляні трансформатори з типовою потужністю до 20000 кВА. Технічні дані деяких перетворювальних трансформаторів, які використовуються в промисловості та на залізниці, наведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15

Дані перетворювальних трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна потужність, кВ·А	Номинальна напруга мережевих обмоток, кВ	Номинальний струм вентильної обмотки, А, при напрузі, В						$I_{ном}$ мережевих обмоток, А	$U_{кз}$, %
			460	660	825	1050	1520	3030		
ТМП-2500/10	2500	10	4000	2500	2500	-	-	-	-	6,4
ТМП-4000/10	4000	10	-	4000 5000	4000	2500	-	-	-	6,6
ТМП-6300/10	6300	10	-	6300	5000; 6300	4000 5000	-	-	-	7,3
ТДП-1000/10	10000	10	-	-	-	6300 8000	-	-	-	7,1
ТМНП-4000/10	4000	10	-	4000	2500	2500	-	-	-	7,1
ТМНП-6300/10	6300	10	-	5000 6300	4000 5000	40000	-	-	-	7,2
ТДНП-10000/10	10000	10	-	-	6300	5000 6300	-	-	-	7,2
ТДП-12500/10Ж	11800	6	-	-	-	-	2610	-	1140	7,0
		10	-	-	-	-	2610	-	650	7,0
		10,5	-	-	-	-	2610	-	649	7,0
ТМПУ-6300/35Ж	4640	6	-	-	-	-	-	1550	765	9,5
		10	-	-	-	-	-	1550	464	-
		35	-	-	-	-	-	1550	133	-
ТМПУ-16000/10Ж	11840	6	-	-	-	-	-	924	1140	6,1
		10	-	-	-	-	-	924	650	-

Технічні дані дво- та триобмоткових трифазних трансформаторів напругою 220 і 110 кВ, які використовуються на тягових і пересувних підстанціях змінного струму на залізницях, наведені в табл. 1.16.

Таблиця 1.16

Технічні дані трансформаторів тягових підстанцій
змінного струму

Тип трансформатора	Номинальна напруга, кВ			Схема і група з'єднань	Напруга $U_{кз}$, %		
	ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-40000/220	230	38,5	27,5	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	22	12,5	9,5
	230	27,5	11;6,6	$Y_0/\Delta/\Delta-11-11$	12,5	22	9,5
ТДЦП-25000/220	230	-	27,5	$Y_0/\Delta-11$	-	12	-
ТДЦТП-32000/110	115	38,5	27,5	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	17,5	10,5	6
ТДТНЖ-25000/110	115	38,5	27,5	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	17	10,5	6
	115	27,5	11;6,6	$Y_0/\Delta/\Delta-11-11$	10,5	17	6
ТДТНЖ-40000/110	115	38,5	27,5	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	17	10,5	6
	115	27,5	11;6,6	$Y_0/\Delta/\Delta-11-11$	10,5	17	6

У процесі проектування СЕП при компонуванні обладнання потрібно знати їхні розміри та вагу. У табл. 1.17 наведені ці дані для деяких двообмоткових трифазних трансформаторів.

Таблиця 1.17

Технічні дані двообмоткових трифазних трансформаторів

Тип трансформатора	Розміри, мм			Вага, т		
	довжина	ширина	висота	активної частини	масла або совтолу	загальною
1	2	3	4	5	6	7
ТМ-25/6(10)	1120	460	1225	0,153	0,13	0,35
ТМ-40/6(10)	1120	480	1270	0,207	0,16	0,46
ТМ-63/6(10)	1120	560	1400	0,27	0,17	0,6
ТМ-100/6(10)	1200	800	1470	0,35	0,21	0,675

Продовження табл. 1.17

1	2	3	4	5	6	7
ТМ-160/6(10)	1220	1020	1600	0,49	0,29	0,97
ТМ-250/6(10)	1310	1050	1760	0,643	0,375	1,3
ТМ-400/6(10)	1345	1120	1800	0,9	0,49	1,85
ТМ-630/6(10)	1750	1275	1950	1,35	0,72	2,77
ТМ-1000/10	1850	1260	2270	2,0	1,11	4,16
ТМ-1600/10	2300	1370	2770	2,92	1,47	5,87
ТМ-2500/10	3340	2260	3560	3,8	2,3	7,86
ТМ-4000/10	3900	3640	3870	5,5	4,1	13,1
ТМ-6300/10	3410	3660	3985	8,1	4,6	16,3
ТМ-100/35	1330	900	2200	0,46	0,48	1,24
ТМ-160/35	1400	1000	2260	0,72	0,57	1,7
ТМ-250/35	1500	1250	2320	0,85	0,71	2,0
ТМ-400/35	1650	1350	2500	1,1	0,8	2,7
ТМ-630/35	2100	1450	2750	1,3	1,0	3,5
ТМ-1000/35	2300	1600	2940	2,4	1,9	5,5
ТМ-1600/35	2410	2270	3360	3,5	2,4	7,1
ТМ-2500/35	3770	2410	3580	4,2	2,3	9,1
ТМ-4000/35	3380	3640	3870	5,6	3,82	12,5
ТМ-6300/35	4270	3650	3985	8,1	4,8	16,9
ТМН-1000/35	3700	1550	3560	4,0	2,9	9,2
ТМН-1600/35	3700	1550	3750	5,6	3,1	9,6
ТМН-2500/35	3460	3494	3970	5,5	3,9	12,5
ТМН-4000/35	3690	3600	3990	7,2	4,5	15,3
ТМН-6300/35	4100	3570	4110	9,4	5,5	19,4
ТМН-10000/35	5750	3950	4840	11,8	9,7	30,0
ТДН-16000/110	6918	4370	5770	22,4	17,2	50,3
ТРДН-25000/110	6580	4650	5820	32,6	20,0	67,2
ТРДН-32000/110	6735	4700	5760	37,1	23,1	77,2

1.5. Розрахунок електричної розподільної мережі

Розрахунок електричної розподільної мережі має кінцевою метою визначення поперечного перерізу проводів і кабелів. Переріз проводів і кабелів значно впливає на вартість електричної мережі, втрати в ній потужності та електричної енергії. Вибір перерізу проводів і кабелів тягової мережі електрифікованих залізниць має деякі особливості порівняно зі

звичайними засобами. Ці особливості пов'язані з нестабільністю графіка навантаження на контактну мережу і розглядаються в інших підручниках. Для решти ділянок розподільної мережі тягових та інших підстанцій розрахунок електричної мережі здійснюється шляхом вибору перерізу проводів (кабелів) за економічною щільністю струму j_e та перевіркою цього рішення за тривалим струмом, тобто нагрівом проводів; допустимими втратами напруги; механічною міцністю; втратами на корону (для проводів з перерізом більше 200 мм²).

Вибір оптимального перерізу проводів за економічною щільністю струму визначає мінімальну вартість електричної мережі та втрат у ній. Оптимальний переріз проводів F з економічних міркувань визначається як

$$F = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_{ном}j_e}, \quad (1.34)$$

де S_{max} – максимальна потужність навантаження об'єкта, який живиться від даного фідера ЛЕП;

$U_{ном}$ – номінальна напруга ЛЕП;

j_e – економічна щільність струму.

Рекомендовані значення економічної щільності струму наведені в табл. 1.18, дані якої повинні бути збільшені на 40 % для всіх видів провідників при їхньому поперечному перерізі 16 мм та менше, а також при максимумі розрахованого навантаження, якщо воно відбувається переважно в нічний час. Розраховані перерізи проводів повинні бути збільшені або зменшені до ближчого стандартизованого значення перерізу проводів, які наведені в табл. 1.19.

Перевірка вибраного перерізу проводів з тривалим дозволеним струмом полягає у визначенні найбільшого допустимого струму $I_{дон}$ з умов нагріву провідників з урахуванням особливостей їхнього прокладання та порівняння цього струму з максимальним розрахунковим струмом I_p . Поперечний переріз вибрано правильно, коли виконується умова $I_{дон} \geq I_p$. Коли дана умова не виконується, тоді потрібно вибрати найближчий більший переріз проводу з таблиць тривало допустимих значень струмів.

Таблиця 1.18

Економічна щільність струму

Номер з/п	Вид провідника	Економічна щільність струму, А/мм ² , при тривалості використання максимуму навантаження, год		
		1000-3000	3000-5000	5000-8700
1	Неізольовані проводи і шини: мідні алюмінієві	2,5	2,1	1,8
		1,3	1,1	1,0
2	Кабелі з паперовою і проводи з гумовою та пластиковою ізоляцією: з мідними жилами алюмінієвими жилами	3,0	2,5	2,0
		1,6	1,4	1,2
3	Кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією: з мідними жилами алюмінієвими жилами	3,5	3,1	2,7
		1,9	1,7	1,6

Таблиця 1.19

Технічні дані неізольованих проводів

Стандартний переріз, мм ²	Мідні			Алюмінієві			Сталеалюмінієві			
	Розрахунковий переріз, мм ²	Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір, Ом/км	Розрахунковий переріз, мм ²	Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір, Ом/км	Розрахунковий переріз, мм ²		Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір, Ом/км
							алюм. частини	стал. частини		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	3,94	2,2	4,65	-	-	-	-	-	-	-
6	5,85	2,7	3,06	-	-	-	-	-	-	-
10	9,79	3,5	1,84	-	-	-	-	-	-	-
16	15,5	5,0	1,20	15,9	5,1	1,96	-	-	-	-
25	24,5	6,3	0,74	24,7	6,4	1,27	22,8	3,8	6,6	1,27
35	34,1	7,5	0,54	34,4	7,5	0,91	36,9	6,2	8,4	0,91
50	48,5	8,9	0,39	49,5	9,0	0,63	48,3	8,0	9,6	0,63
70	68,3	10,7	0,28	69,3	10,7	0,45	68,0	11,3	11,4	0,45

Продовження табл. 1.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
95	92,5	12,5	0,20	93,3	12,4	0,38	95,9	15,9	13,5	0,33
120	117	14,0	0,158	117	14,0	0,27	115	22,0	15,2	0,27
150	148	15,8	0,123	148	15,8	0,21	148	26,6	17,0	0,21
185	-	-	-	183	17,5	0,17	181	34,4	19,0	0,17
240	-	-	-	239	20,0	0,132	238	43,1	21,6	0,132
300	-	-	-	298	22,4	0,106	295	56,3	24,2	0,106
400	-	-	-	-	-	-	385	72,2	28,0	0,080

Тривало допустимі струмові навантаження на різні проводи та кабелі для розрахункової температури навколишнього середовища (25 °С у повітрі та 15 °С у землі або воді) наведені в табл. 1.20–1.24.

Таблиця 1.20

Тривало допустимий струм неізольованих проводів

Мідні			Алюмінієві			Сталеалюмінієві		
Тип проводу	$I_{доп}, А$		Тип проводу	$I_{доп}, А$		Тип проводу	$I_{доп}, А$	
М-4	50	25	А-16	105	75	АС-10	80	50
М-6	70	35	А-25	135	105	АС-16	105	75
М-10	95	60	А-35	170	130	АС-25	130	100
М-16	130	100	А-50	215	165	АС-35	175	135
М-25	180	135	А-70	265	210	АС-50	210	165
М-35	220	170	А-95	320	255	АС-70	265	210
М-50	270	215	А-120	375	300	АС-95	330	260
М-70	340	270	А-150	440	350	АС-120	380	305
М-95	415	335	А-185	500	410	АС-150	445	365
М-120	485	395	А-240	590	490	АС-185	510	425
М-150	570	465	А-300	680	570	АС-240	610	505
М-185	640	530	А-400	815	690	АС-300	690	585
М-240	760	685	А-500	980	820	АС-400	835	715
М-300	880	740	А-600	1070	930	-	-	-
М-400	1050	895	-	-	-	-	-	-

Таблиця 1.21

Тривало допустимий струм сталевих проводів

Тип проводу	ПСО-3	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПСО-25	ПМС-35; ПСО-35	ПМС-50; ПСО-50	ПМС-70; ПС-70	ПМС-95; ПС-95
$I_{дон}, A$	23	26	30	35	60	75	90	125	140

Таблиця 1.22

Тривало допустимий струм кабелів з мідними (алюмінієвими) жилами з просоченою паперовою ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці

Переріз жили, мм ²	$I_{дон} A$					
	Одно-жилні кабелі до 1 кВ	Двожилні кабелі до 1 кВ	Трижилні кабелі			Чотири-жилні кабелі до 1 кВ
			до 3 кВ	до 6 кВ	до 10 кВ	
2,5	- (-)	45 (35)	40 (31)	- (-)	- (-)	- (-)
4	80 (60)	60 (46)	55 (42)	- (-)	- (-)	50 (38)
6	105 (80)	80 (60)	70 (55)	- (-)	- (-)	60 (46)
10	140 (110)	105 (80)	95 (75)	80 (60)	- (-)	85 (65)
16	175 (135)	140 (110)	120 (90)	105 (80)	95 (75)	115 (90)
25	235 (180)	185 (140)	160 (125)	135 (105)	120 (90)	150 (115)
35	285 (220)	225 (175)	190 (145)	160 (125)	150 (115)	175 (135)
50	360 (275)	270 (210)	235 (180)	200 (155)	180 (140)	215 (165)
70	440 (340)	325 (250)	285 (220)	245 (190)	215 (165)	265 (200)
95	520 (400)	380 (290)	340 (260)	295 (225)	265 (205)	310 (240)
120	595 (460)	435 (335)	390 (300)	340 (260)	310 (240)	350 (270)
150	675 (520)	500 (385)	435 (335)	390 (300)	355 (275)	395 (305)
185	755 (580)	- (-)	490 (380)	440 (340)	400 (310)	450 (345)
240	880 (675)	- (-)	570 (440)	510 (390)	480 (355)	- (-)

У випадках, коли температура навколишнього середовища Q відрізняється від розрахункової Q_p , тоді допустиме тривале значення струму визначається як

$$I'_{дон} = K_0 I_{дон}, \quad (1.35)$$

де $K_0 = \sqrt{\frac{Q_{дон} - Q}{Q_{дон} - Q_p}}$ – поправковий температурний коефіцієнт, де $Q_{дон}$ – допустиме значення температури провідника.

Таблиця 1.23

Тривало допустимий струм кабелів з алюмінієвими жилами та гумовою ізоляцією у свинцевій, поліхлорвініловій або негорючій гумовій оболонці

Переріз жили, мм ²	$I_{доп}, A$				
	Одножильні у повітрі	Двожильні		Трижильні	
		у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	395	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

Таблиця 1.24

Тривало допустимий струм трижильних кабелів напругою 20 і 35 кВ з роздільно освинцованими жилами

Переріз жили, мм ²	$I_{доп}, A$							
	20 кВ				35 кВ			
	У землі		У повітрі		У землі		У повітрі	
	мідь	алюміні- ній	мідь	алюміні- ній	мідь	алюміні- ній	мідь	алюміні- ній
25	110	85	85	85	-	-	-	-
35	135	105	100	75	-	-	-	-
50	165	125	120	90	-	-	-	-
70	200	155	150	115	195	150	150	110
95	240	185	180	140	235	180	180	140
120	275	210	205	160	270	210	210	160
150	315	240	230	175	310	240	240	175
185	355	275	265	205	-	-	-	-

Дані про допустиму та розрахункову температуру провідників наведені в табл. 1.25, 1.26.

Таблиця 1.25

Допустимі значення температури провідників

Вид і матеріал провідника	$Q_{доп}, K$
Шини і оголені проводи:	
- мідні	343
- алюмінієві	343
- сталеві	343
Кабелі з просоченою паперовою ізоляцією напругою:	
- до 1 кВ	353
- до 6 кВ	338
- до 10 кВ	333
- до 20 кВ	323
- до 35 кВ	323
Кабелі і проводи з гумовою ізоляцією:	
- звичайною	328
- теплостійкою	338
Кабелі і проводи з поліхлорвініловою та поліетиленовою ізоляцією	343

Таблиця 1.26

Розрахункові температури навколишнього середовища

Вид прокладання провідника	Q_p, K
Відкрите і захищене прокладання проводів, кабелів і шин у повітрі	298
Кабелі з паперовою ізоляцією при прокладанні безпосередньо в землі	288
Кабелі з паперовою ізоляцією при прокладанні в землі у трубах або кабелі з паперовою ізоляцією при прокладанні безпосередньо у воді	288

Промисловістю виробляється велика кількість типорозмірів різних кабелів на різні напруги, які мають специфічну конструкцію і використовуються для живлення потужних навантажень у різних умовах. За наявності кабелів з однаковими

технічними та якісними характеристиками слід вибирати найбільш дешеві кабелі, тобто з алюмінієвою або пластмасовою оболонкою. Кабелі зі свинцевою оболонкою мають більшу вартість і використовуються в умовах з агресивним середовищем. У чотирипровідних мережах повинні використовуватися чотирижильні кабелі, оскільки прокладання нульових жил окремо від фазних не дозволяється. Деякі типи кабелів на різні напруги наведені в табл. 1.27.

Таблиця 1.27

Типорозміри потужних кабелів

Тип кабелю	Кількість жил	Переріз жил, мм ² , при номінальній напрузі кабелів				
		1	3	6	10	35
1	2	3	4	5	6	7
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією						
ААГ, АСГ, СГ, ААШв, ААБлГ, ААБл, АСБ, СБ, АСБл, АСБл, АСБГ, СБГ, ААПл, АСП, АСПГ, СПГ, ААПлШв	1	10-800	10-625	-	-	120-300
АГС, СГ, АСБ, СБ, АСБл, АСБГ, СБГ, АСП, СП, АСПГ, СПГ, АСБ-В, СБ-В, АСБГ – В, СБГ-В	2	6-240	-	-	-	-
ААГ, ААШв, ААБл, СГ, АСГ, АСШв, АСБ, СБ, АСБГ, СБГ, ААПл, ААПлГ, АСП, СП, АСПГ, СПГ, АСКл, СКл, СПШв, АОАБ, ОАБ, АОСБ, ОСБ, АОСБГ, ОСБГ, АОАШвБ, ОАШвБ, АОСК, ОСК, АСБ-В, СБ-В, АСБГ-В, СБГ-В, ААШв-В, ААПл-В, СПл-В, АСПГ-В, СПГ-В	3	16-240	25-240	10-240	16-240	-
ААГ, ААШг, ААБлГ, АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСШв, АСП, СП, АСПГ, СПГ, АСКл, СКл, ААШв, АСБ-В, СБ-В, АСБГ-В, СБГ-В, ААПл-В, СП-В	4	10-185	-	-	-	-
Кабелі з пластмасовою ізоляцією						
ВВГ, ПВГ, ВВБ, ПВБ, ППБ, ВВБГ, ВВББГ, ПВБГ, ПВББГ, АВВГ, АПВГ, АВВБ, АПВБ, АППБ, АВВБГ, АПВБГ, АВСТШв, ВСТШв, АПСТШв, ПСТШв, АПСТШп, ПСТШп	1, 2, 3, 4	1,5-240	4-240	-	-	-

Продовження табл. 1.27

1	2	3	4	5	6	7
Кабелі з гумовою ізоляцією						
АВРБГ	3	2,5- 240	-	-	-	-
АВРГ, АНРГ	1;2; 3	2,5- 300	-	-	-	-
СРБГ	1	-	-	95- 240	-	-
СРБГ	2; 3	-	-	400- 500	-	-
СРГ	1	1-240	-	2,5- 500	-	-
СРГ	2;3	1-185	-	-	-	-
ВРБ, ВРБн, ВРБГ, СРБ, НРБ, НРБГ	2;3	2,5- 185	-	-	-	-

Після вибору перерізу провідників електричної розподільної мережі з економічною щільністю струму та перевірки його за умовами нагріву потрібно перевірити визначений переріз на втрати напруги в мережі. У випадку, коли втрати напруги на ділянці мережі з однаковою напругою менше допустимих втрат (для повітряних ЛЕП $\Delta U_{\text{доп}}=(6-7)\% U_{\text{ном}}$, а для кабельних ліній $\Delta U_{\text{доп}}=(5-6)\% U_{\text{ном}}$), тоді розрахунок мережі вважається практично завершеним, за виключенням додаткової перевірки мережі на механічну міцність і на втрати електричної енергії, які пов'язані з використанням повітряних проводів. Коли ці втрати напруги більше дозволених нормами, тоді переріз проводів і кабелів визначають за допустимими втратами напруги, а потім перевіряють за тривало допустимим струмом.

Втрати напруги для трифазної радіальної мережі

$$\Delta U = \frac{P_{\text{max}} r_l + Q_{\text{max}} x_l}{U_{\text{ном}}}, \quad (1.36)$$

де P_{max} , Q_{max} – максимальне значення активної та реактивної потужності електричної енергії, яка передається по ЛЕП;

r_l , x_l – активний і реактивний опір ЛЕП;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі.

Втрати напруги для магістральної ЛЕП визначаються з виразу

$$\Delta U = \sum_{j=1}^n \frac{P_{\max j} r_{lj} + Q_{\max j} x_{lj}}{U_{\text{ном}j}}, \quad (1.36)$$

де $P_{\max j}$, $Q_{\max j}$ – максимальне значення активної та реактивної потужності лінії j -ї ділянки мережі;

r_{lj} , x_{lj} – активний і реактивний опір j -ї ділянки мережі;

$U_{\text{ном}j}$ – номінальна напруга j -ї ділянки мережі.

Для розрахунку ΔU у вище наведених виразах P_{\max} визначається з графіків навантажень. Значення Q_{\max} визначається за P_{\max} та коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.38)$$

Значення активних та індуктивних опорів проводів і трижильних кабелів наведені в табл. 1.28, а значення індуктивних опорів на один кілометр довжини повітряної ЛЕП – у табл. 1.29.

Таблиця 1.28

Опір проводів і трижильних кабелів

Переріз жили, мм ²	Активний опір жили при 293 К, Ом/км		Індуктивний опір, Ом/км				
	мідь	алюміній	Кабель з паперовою ізоляцією з номінальною напругою, кВ				Кабель з гумовою ізоляцією або провід у трубі
			1	6	10	35	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	18,5	-	-	-	-	-	0,133
1,5	12,3	-	-	-	-	-	0,126
2,5	7,4	12,5	0,104	-	-	-	0,116
4	4,63	7,81	0,095	-	-	-	0,107
6	3,09	5,21	0,090	-	-	-	0,100
10	1,84	3,12	0,073	0,11	0,122	-	0,099
16	1,16	1,95	0,0675	0,102	0,113	-	0,095
25	0,74	1,25	0,0662	0,091	0,099	-	0,091
35	0,53	0,894	0,0637	0,087	0,095	-	0,088
50	0,37	0,625	0,0625	0,083	0,090	-	0,085

Продовження табл. 1.28

1	2	3	4	5	6	7	8
70	0,265	0,447	0,0612	0,080	0,086	0,137	0,082
95	0,195	0,329	0,0608	0,078	0,083	0,126	0,081
120	0,154	0,261	0,0602	0,076	0,081	0,120	0,080
150	0,124	0,208	0,0596	0,074	0,079	0,116	0,079
185	0,100	0,169	0,0596	0,073	0,077	0,113	0,078
240	0,077	0,130	0,0587	0,071	0,075	-	0,077

Таблиця 1.29

Індуктивний опір повітряних ЛЕП

Тип проводу	Індуктивний опір, Ом/км, при середньгеометричній віддаленості між проводами, м											
	0,4	0,6	0,8	1,0	1,25	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
М-6	0,37	0,40	0,42	0,43	0,44	-	-	-	-	-	-	-
М-10	0,34	0,38	0,40	0,41	0,43	0,41	0,46	-	-	-	-	-
М-16	0,33	0,36	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	-
А-16	0,33	0,36	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	-
М-25	0,32	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,42	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47
А-25	0,32	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,42	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47
М-35	0,31	0,34	0,35	0,37	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,45	0,45	0,46
А-35	0,31	0,34	0,35	0,37	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,45	0,45	0,46
М-50	0,30	0,33	0,34	0,36	0,37	0,38	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45
А-50	0,30	0,33	0,34	0,36	0,37	0,38	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45
М-70	0,28	0,31	0,33	0,34	0,36	0,37	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44
А-70	0,28	0,31	0,33	0,34	0,36	0,37	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44
М-95	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
А-95	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
М-120	-	0,29	0,31	0,32	0,34	0,35	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42
А-120	-	0,29	0,31	0,32	0,34	0,35	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42
М-150	-	0,29	0,30	0,32	0,33	0,34	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41
А-150	-	0,29	0,30	0,32	0,33	0,34	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41
М-185	-	0,28	0,30	0,31	0,33	0,34	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41
А-185	-	0,28	0,30	0,31	0,33	0,34	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41
М-240	-	-	-	0,31	0,32	0,33	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40
А-240	-	-	-	0,31	0,32	0,33	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40
М-300	-	-	-	0,30	0,31	0,32	0,34	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39
А-300	-	-	-	0,30	0,31	0,32	0,34	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39
АС-35	-	-	-	-	-	-	0,40	0,42	0,43	0,44	0,45	-
АС-50	-	-	-	-	-	-	0,39	0,41	0,42	0,43	0,44	-
АС-70	-	-	-	-	-	-	0,38	0,40	0,41	0,42	0,43	0,43
АС-95	-	-	-	-	-	-	0,37	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42
АС-120	-	-	-	-	-	-	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42
АС-150	-	-	-	-	-	-	0,36	0,37	0,38	0,40	0,40	0,41
АС-185	-	-	-	-	-	-	-	-	0,38	0,39	0,39	0,40
АС-240	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37	0,38	0,39	0,39

Дані, які наведені в табл. 1.28, 1.29, отримані шляхом розрахунку провідників, переріз яких вибрано за економічною щільністю струму та за умов, що питомий індуктивний опір x_0 є незмінним. Тому значення втрат активної напруги

$$\Delta U_{акт} = \Delta U - \sum_{j=1}^n \frac{Q_{max} x_0 l_j}{U_{номj}}, \quad (1.39)$$

де l_j – довжина j -ї ділянки ЛЕП.

Розрахунок проводів повітряної ЛЕП на механічну міцність пов'язаний з визначенням максимальної механічної напруженості у проводах і порівняно з допустимою механічною напруженістю для матеріалу проводу, при цьому повинна виконуватися умова $G_{max} < [G]$. Механічна напруженість у проводах ПЛ залежить від відстані між опорами, власної ваги проводу між опорами та ін. З точки зору механічної міцності іноді потрібно збільшувати переріз проводу на 40 %, але нема потреби розглядати ці питання детально, бо їхня сутність аналізується в інших підручниках.

Перевірка повітряних проводів на корону пов'язана зі зменшенням втрат електричної енергії в ЛЕП при її коронуванні у вологу погоду. Ця перевірка ведеться порівняно з вибраним перерізом лінії з мінімально дозволеним діаметром проводу на корону, значення якого для сталевалюмінієвих проводів мереж 110, 150 та 220 кВ наведені в табл. 1.30.

Таблиця 1.30

Мінімально дозвалені діаметри проводів з умов коронування

Напруга мережі, кВ	Мінімальний діаметр, мм	Тип проводу
110	11,3	АС-70
150	15,2	АС-120
220	21,6	АС-240

При виборі перерізу ЛЕП можливе застосування й інших методів розрахунку. Так, і для розрахунку радіальних і розгалужених мереж при $T_{max} > 3000-4000$ год інколи застосовують метод постійного перерізу відгалужень і головної ділянки мережі

(метод лінійних моментів), а при $T_{max} < 3000-4000$ год – метод мінімальних витрат провідникового матеріалу. При розрахунку магістральної ЛЕП порівняно невеликої довжини застосовують метод постійного перерізу вздовж усієї лінії, а для розрахунку магістральної ЛЕП великої довжини при $T_{max} > 3000-4000$ год використовують метод постійної щільності струму, а при $T_{max} < 3000-4000$ год – метод мінімальних витрат провідникового матеріалу.

Особливості розрахунку тягового електропостачання пов'язані з тим, що навантаження на контактну мережу залізниць є непостійним за часом і місцем на ділянках між тяговими підстанціями. Розташування поїздів в окремий момент часу з зазначенням їхнього навантаження утворюють миттєву схему навантаження на контактну мережу. Більшість способів розрахунку параметрів системи тягового електропостачання побудовані на основі розрахунку миттєвих схем. Для визначення навантаження на контактну мережу застосовують різноманітні специфічні методи розрахунку: розрахунок за заданими (виконаними) графіками руху; середніми розмірами руху; вірогідносні методи з урахуванням нерівномірності руху; моделювання графіка руху за допомогою ПК та ін. Однак, незалежно від методу розрахунку, кінцевою метою кожного з них є визначення максимального навантаження на контактну мережу та його тривалості. Ці дані є базою для визначення поперечного перерізу проводів ЛЕП від тягової підстанції до контактної мережі, поперечного перерізу контактної мережі та вибору основного силового обладнання.

1.6. Розроблення системи захисту підстанцій і ліній електропередачі від перенапруг

Перенапруги, які обумовлені прямим потраплянням блискавки на електричні пристрої або наведені у близько розташованому обладнанні, тобто атмосферні перенапруги, досягають сотень, а інколи й мільйонів вольт. Комутаційні перенапруги також перевищують номінальні значення напруг електроустановок у 3-7 і більше разів. Тому для захисту ізоляції і

самого електрообладнання від цих факторів потрібно розробляти спеціальні заходи.

У процесі проектування СЕП при розробленні заходів з захисту електрообладнання від перенапруг потрібно враховувати багато параметрів. Так, при розробленні схеми захисту ЛЕП потрібно знати значення номінальної напруги лінії, інтенсивність грозової діяльності в районі розташування ліній, можливість утворення криги на проводах, електропровідність ґрунту, конструкцію та матеріал опор та ін.

Для захисту від перенапруг у СЕП використовують різні засоби: тросовий і стрижневий захист; вентиляльні та трубчасті розрядники, ОПН та іскрові проміжки; заземлення бандажів опор ЛЕП та багато ін. Для захисту ПЛ широке розповсюдження знайшов тросовий захист. При цьому захищають або всю лінію, або підходи до підстанцій на 1–2 км довжини. Для ПЛ напругою 6–10 кВ спеціальний захист від перенапруг не застосовують. У таких ЛЕП, коли вони виконані на металевих або залізобетонних опорах, їхні опори обов'язково потрібно заземляти. Крім того, за наявності в ЛЕП 6–10 кВ кабельних вставок потрібно ці вставки захищати від атмосферних перенапруг. У таких випадках на опорах з кабельними муфтами встановлюють розрядники. У табл. 1.31 наведені значення опору заземлювальних пристроїв залежно від опору ґрунту, які не повинні бути перевищені.

Таблиця 1.31

Максимальний опір заземлення опор повітряних ЛЕП

Питомий опір ґрунту, Ом/м	Максимально допустимий опір заземлювального пристрою, Ом
До 100	10
Від 100 до 500	15
Від 500 до 1000	20
Більше 1000	30

ПЛ напругою 35–220 кВ, які розташовані на дерев'яних опорах, дозволяється не захищати за допомогою тросів по всій довжині лінії. Для них тросовий захист виконується тільки на підходах до підстанцій. ПЛ напругою 110 кВ і вище, які виконані

на металевих або залізобетонних опорах, повинні захищатися від прямих ударів блискавки за допомогою тросового захисту по всій довжині лінії. При цьому трос розташовується вище фазових проводів і обов'язково заземлюється. У поперечному розрізі зона захисту від одиночного тросу, який розташовано від поверхні землі на висоті h , являє собою рівнобедрений трикутник з висотою h . Ширина зони захисту b_x на висоті h_x від поверхні землі визначається як

$$b_x = \frac{1,6K(h - h_x)}{1 + (h_x/h)}, \quad (1.40)$$

де K – коефіцієнт, що враховує висоту підвішування троса від поверхні землі (при $h \leq 30$ м $K=1$; при $h > 30$ м $K=5,5/\sqrt{h}$).

З техніко-економічної точки зору ПЛ на металевих і залізобетонних опорах дозволяється не захищати за допомогою тросів, коли кількість грозових днів у році менше 20 або для районів з поганою провідністю ґрунту ($\rho > 1000$ Ом·м), або для районів з великим утворенням криги на проводах, де товщина стінки ожеледі на проводах перевищує 20 мм. Ці рішення повинні детально економічно обґрунтуватися.

Для ПЛ із розташуванням проводів в одній горизонтальній площині доцільно з економічних міркувань застосовувати два паралельних троси. Інколи на ПЛ з напругою 35 кВ на металевих і залізобетонних опорах, коли вони надійно заземлені, дозволяється не виконувати тросовий захист по всій її довжині.

На електричних підстанціях напругою 6–220 кВ від прямих ударів блискавки повинні бути захищені трансформатори, розподільні пристрої, вибухо- та пожежонебезпечні споруди і будівлі, масляне господарство. Відкриті розподільні пристрої та зовнішні потужні трансформатори захищаються від блискавки стрижневим або тросовим захистом. Стрижневі приймачі струму блискавки встановлюють на трансформаторних порталах і порталах масляних комутаційних апаратів. На трансформаторних порталах, крім блискавкоприймача, повинен встановлюватися ОПН або вентильний розрядник.

Приймач струму блискавки повинен бути надійно заземлений на власний заземлювальний пристрій з хвилевим

опором $Z_{x\epsilon}$ не більше 20 Ом ($Z_{x\epsilon} = \sqrt{L_0/C_0}$). Розтікання струму блискавки повинно бути забезпечене у 3-4 напрямках від блискавкоприймача. Для досягнення цієї мети на відстані 3–5 м від нього встановлюють 3–4 вертикальних електроди заземлення довжиною 3–5 м. При цьому відстань від електродів заземлення блискавкоприймача до струмопровідних і заземлених частин розподільного пристрою повинна бути не менше 3 м, а відстань між струмовідводом, який з'єднує блискавкоприймач зі заземлювальним пристроєм, до тих самих частин розподільного пристрою – не менше 5 м. Діаметр зони з одиночним стрижнем можна визначити з наведеного вище виразу визначенням ширини тросового захисту, де під h слід розуміти висоту стрижня, а під h_x – висоту захищуваного об'єкта. Будівлі і споруди з металевими несучими конструкціями або з металевим покриттям, які розташовані на території підстанцій, повинні мати заземлення цих металевих частин.

Крім захисту від прямих ударів блискавки, на підстанціях встановлюють захист від наведених хвиль атмосферних перенапруг, які індукуються у фазних проводах ЛЕП і розповсюджуються на електрообладнання підстанцій, яке з'єднано з нею. Для досягнення цієї мети перед захищуваними пристроями підстанцій, які живляться від лінії з тросовим захистом, по всій довжині встановлюють обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) або вентильні розрядники.

Для надійного захисту трансформаторів від наведених хвиль перенапруг ОПН або вентильні розрядники повинні бути встановлені на відстані від них не більш ніж 10 м. Крім того, для надійного зниження перенапруги (набігаючої хвилі) вольт-секундна характеристика розрядника (ОПН) повинна бути нижче вольт-секундної характеристики захищеної ізоляції, тобто захистні характеристики розрядників повинні відповідати рівням ізоляції обладнання, що захищається ними. Електричні характеристики розрядників наведені в табл. 1.32.

При виборі розрядників та ОПН потрібно також урахувати і порівнювати їхні електричні характеристики з номінальними та аварійними параметрами мережі, яку вони захищають. Нижня границя струму, при якому розрядник спрацьовує і надійно гасить електричну дугу, повинна бути

менше мінімально можливого струму короткого замикання. Граничне значення струму, який вимикає розрядник, характеризує надійну роботу розрядника без його руйнування. Вона повинна бути не менше ударного струму короткого замикання в точці мережі, де підключено розрядник.

Таблиця 1.32

Електричні характеристики вентильних розрядників

Тип розрядника		Номинальна напруга, кВ	Найбільша дозволена напруга, кВ	Пробивна напруга при частоті 50 Гц, кВ
Постійного струму	Змінного струму			
1	2	3	4	5
РМВУ-3,3		3,3	4,2	6,7-7,4
РМВК-VM		2	2,5	3,9-4,7
РВПК-3,3		3,3	-	7,5-8,5
	РВС-15	15	19	38-48
	РВС-20	20	25	49-60,5
	РВС-35	35	40,5	78-98
	РВС-110м	110	100	200-250
	РВС-150м	150	138	275-345
	РВС-220м	220	200	400-500
	РВЭ-25	25	29	58-66
	РВМ-15	15	19	35-43
	РВМ-20	20	25	47-56
	РВМ-35	35	40,5	75-90
	РВМ-110м	110	100	170-195
	РВМ-150м	150	138	230-265
	РВМ-220м	220	200	340-390
	РВО-6	6	7,2	16-19
	РВО-10	10	12,7	26-30,5
	РВП-6	6	7,6	16-19
	РВП-10	10	12,7	16-19

Обмежувачі перенапруг нелінійні на напругу змінного струму 27,5 кВ та 3,3 кВ постійного струму застосовуються для захисту електрообладнання тягових підстанцій, постів секціонування та контактної мережі електрифікованих залізниць від комутаційних та атмосферних перенапруг. Електричні характеристики ОПН наведені в табл. 1.33.

Електричні характеристики ОПН

Тип ОПН	Найбільша тривала допустима напруга, кВ	Номінальний струм розряду, кА	Пропускна спроможність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Питома енергія розсіювання струму пропускної спроможності, кДж/кВ
ОПНп-3/3,3/10/500-III-УХЛ1	3,3	10	500	2,5
ОПНп-27,5/30/10/850-III-УХЛ1	30	10	850	4,43
ОПНп-35/40,5/10/850-III-УХЛ1	40,5	10	850	4,43
ОПНп-110/88/10/500-III-УХЛ1 (-IV-УХЛ1)	88	10	500	2,5
ОПНп-110/73/10/850-III-УХЛ1 (-IV-УХЛ1)	73	10	850	4,5
ОПНп-220/146/20/1500-II-УХЛ1	146	20	1500	7,31

1.7. Вибір заходів і засобів підвищення якості електричної енергії

Відхилення основних показників якості електричної енергії в СЕП залізниць постійного та змінного струму вимагає застосовувати спеціальні заходи для підтримки цих показників у дозволених межах. При цьому особлива увага приділяється відхиленню напруги від номінальних значень. Напруга для живлення електроприймачів залежить від багатьох факторів: напруги джерела живлення; активного та реактивного навантаження, від яких у свою чергу залежать втрати напруги в мережі живлення, активного та реактивного опору мережі живлення, компенсованої потужності; додаткової напруги, яка утворюється пристроями регулювання, та ін. Для забезпечення потрібного рівня напруги використовують різні заходи та засоби, які впливають на зміну факторів, від яких залежить відхилення напруги живлення електроприймачів.

Зміна значень напруги живлення можлива шляхом зміни струму збудження генераторів на електричних станціях і шляхом зміни коефіцієнта трансформації силових трансформаторів на трансформаторних підстанціях. При цьому зміна струму збудження генераторів у більшості випадків здійснюється за допомогою автоматичних регуляторів збудження з межами регулювання $\pm 5\%$ номінального. Таких меж буває недостатньо для мереж великої довжини. Тому даний підхід застосовують у мережах малої довжини, які живляться від однієї електростанції, або як доповнення до інших засобів регулювання напруги. Він дозволяє здійснювати плавне регулювання напруги практично без збільшення економічних витрат.

Для розгалужених мереж, які живлять неоднорідне та неоднакове за значенням навантаження, розташоване на різній відстані, найбільш доцільно застосовувати регульовані трансформатори. Промисловістю випускаються потужні регульовані трансформатори як з плавною, так і з ступеневою зміною коефіцієнта трансформації. Найбільше розповсюдження знаходять трансформатори зі ступеневим регулюванням. У свою чергу трансформатори зі ступеневим регулюванням поділяються на трансформатори, які дозволяють здійснювати перемикання його відгалужень обмотки без збудження, тобто без навантаження, і на трансформатори, які дозволяють здійснювати регулювання напруги під навантаженням; їх називають трансформаторами з РНП. У СЕП знаходять розповсюдження обидва типи трансформаторів.

Електричні характеристики потужних трансформаторів наведені в табл. 1.13–1.17. При цьому трансформатори з РНП у скороченій назві типу трансформатора на прикінці мають літеру Н. Трансформатори з перемиканням без збудження мають ступені регулювання, які дорівнюють, як правило, $2,5\% U_{ном}$, а діапазон регулювання $(-5; +10)\% U_{ном}$. У трансформаторів з РПН ступені регулювання у різних типів дорівнюють $(1,25-2,5)\% U_{ном}$, діапазон регулювання перевищує $30\% U_{ном}$, а у трансформаторів з РПН електрорухомого складу змінної напруги він досягає близько 90% . Навантаження на тягові підстанції носить швидкозмінний характер, тому на них потрібно застосовувати трансформатори з РПН.

Змінювати значення напруги в електричній мережі або безпосередньо біля електроприймачів можливо і за допомогою вольтододаткових агрегатів, які вмикаються або в разрыв мережі, або перед автономними електроприймачами. У якості вольтододаткових агрегатів застосовують потужні трансформатори з РПН, вторинна обмотка яких вмикається в мережу послідовно, або інші пристрої, наприклад напівпровідникові чи індукційні регулятори. Як індукційні, так і напівпровідникові регулятори мають призначення підтримувати напругу автономних електроприймачів. Індукційні регулятори є по суті загальмованими асинхронними двигунами, які дозволяють плавно змінювати напругу живлення приймачів електричної енергії. Напівпровідникові регулятори напруги застосовуються на залізниці для регулювання напруги тягових двигунів електрорухомого складу.

Застосування трансформаторів з РПН для підвищення якості електричної енергії або для регулювання напруги електроприймачів не виключає застосування й інших додаткових заходів (засобів). Нариклад, як у промисловості, так і в СЕП залізниць широке розповсюдження знайшов спосіб компенсування реактивної потужності, що дозволяє зменшити втрати напруги в мережі й зменшити поперечний переріз її проводів. При цьому, коли в мережі переважає ємнісне навантаження, або вона виконана кабельними лініями, здійснюють компенсування ємнісної реактивної потужності шляхом вмикання до шин розподільних пристроїв індуктивного навантаження (заземлювальних реакторів, зварювальних трансформаторів та ін.). А коли в мережі перевищує індуктивне навантаження, що має місце в більшості випадків, здійснюють компенсування індуктивної потужності шляхом вмикання синхронних компенсаторів, синхронних двигунів або конденсаторних батарей.

Синхронним компенсатором потужності є синхронний двигун, який працює на холостому ходу в перезбудженому стані, при цьому його навантаження носить ємнісний характер, тобто він створює в мережі ємнісне навантаження, що рівнозначно її генеруванню в мережу. Такий засіб частіше знаходить застосування в потужних СЕП і на залізницях, хоча й на залізницях рідше порівняно з промисловістю.

Конденсаторні батареї можна вмикати в мережу змінного струму послідовно або паралельно навантаженню, а їхня ємність може бути регульованою або нерегульованою. Конденсаторні батареї, які вмикаються в мережу послідовно, називають пристроями повздовжнього компенсування. Установки повздовжнього компенсування виготовляються шляхом послідовно-паралельного з'єднання окремих конденсаторів. З цією метою промисловістю виготовляються для електрофікованих залізниць спеціальні конденсатори типу КСП-0,66-40 з номінальною напругою 0,66 кВ і потужністю 40 кВАр. У схемах установок повздовжнього компенсування, які доцільно встановлювати на тягових підстанціях, кількість послідовних конденсаторів дорівнює 2-6, а паралельних ланок – 6-18.

Коли конденсаторні установки вмикаються в мережу паралельно, тоді їх називають установками паралельного компенсування реактивної потужності. У цих установках, які використовуються на залізницях, застосовуються спеціальні конденсатори з номінальною напругою 0,66–1,05 кВ, потужністю до 150 кВАр в одному конденсаторі. Технічні характеристики конденсаторних установок паралельного компенсування наведені в табл. 1.34.

Таблиця 1.34

Технічні характеристики установок паралельного компенсування

Тип конденсатора	Кількість конденсаторів, з'єднаних паралельно	Загальна кількість конденсаторів	Потужність, кВАр			Номінальний струм I-ї гармоніки, А	Максимальний струм установки, А	Опір, Ом	
			одного конденсатора	установлена	яка використовується			установки	реакторів
КСА-1,05-25	5	160	25	4000	3000	110	150	282	33
КС2-1,05-50	3	96	50	4800	3650	133	180	235	28
КСА-1,05-37,5	4	128	37,5	4800	3650	133	180	235	28
КС2-1,05-75	2	64	75	4800	3650	133	180	235	28
КС-1,05-37,5	2	64	37,5	2400	1840	67	90	470	56

На залізницях використовуються стаціонарні та пересувні установки компенсування реактивної потужності. Стаціонарні

пристрої встановлюються на тягових підстанціях і на постах секціонування. Пересувні пристрої компенсування розташовують у трьох двовісних вагонах: у двох – конденсатори, а у третьому – решта і щит керування. Використання конденсаторних установок паралельного компенсування з правильно вибраною та техніко-економічно обґрунтованою потужністю дозволяє підвищити коефіцієнт потужності тягової підстанції та зменшити на 18–20 % невиробничі втрати в мережі зовнішнього електропостачання, які пов'язані з передачею по ній реактивної потужності.

Найбільший ефект дає сумісне компенсування реактивної потужності. При підключенні установок повздожнього компенсування в коло відсмоктування різних фаз можна при великому навантаженні отримати значне зменшення втрат напруги в знижувальних трансформаторах тягових підстанцій і зменшення несиметрії напруги на шинах 27,5 кВ. А паралельне компенсування дозволяє забезпечити:

- при встановленні на підстанції – збільшити рівень напруги на шинах 27,5 кВ, поліпшити $\cos\varphi$ на 0,15-0,3, зменшити несиметрію напруги на шинах 27,5 кВ та у зовнішній мережі;
- при встановленні на постах секціонування – збільшити напругу на 1,5-1,8 кВ, знизити втрати енергії в контактній мережі та поліпшити $\cos\varphi$ на 0,1-0,2.

Зміну значень активної та реактивної потужностей, які передаються по ЛЕП, можна досягти зміною схем СЕП шляхом вмикання та вимикання частини елементів СЕП при зміні електричного навантаження. Такий захід застосовують за умови, коли система електропостачання має резервування ліній у розподільних мережах і трансформаторів на підстанціях.

Зменшення втрат напруги в розподільній мережі СЕП можна також досягти шляхом зміни параметрів самої мережі у процесі проектування. Зміна активного та реактивного опорів можлива за рахунок заміни одноколлової лінії двоколловою; заміни повітряних ліній кабельними; заміни сталевих проводів проводами з кольорових металів; розщеплення проводів; вмикання паралельних ліній, які живлять один і той самий об'єкт.

У СЕП залізниць застосовуються й інші специфічні для галузі заходи та засоби підвищення якості електричної енергії.

Наприклад, у тягових мережах змінного струму з метою зменшення несиметрії напруги суміжні тягові підстанції вмикаються до зовнішньої мережі з послідовною зміною вмикання найменш навантажених фаз за так званою схемою «гвинта» або «підвійного гвинта». У процесі проектування СЕП кожне прийняте рішення для поліпшення якості електричної енергії повинно бути обґрунтовано з техніко-економічних міркувань.

1.8. Вибір режимів роботи систем електропостачання, видів автоматики оперативних перемикачів і пристроїв релейного захисту

Режим роботи СЕП – це її стан, який визначає значення потужності, напруги, струму, частоти та інших фізичних величин. Ці величини називаються параметрами режиму і залежать від великої кількості факторів. Вони характеризують процес перетворення, передачі і розподілу електричної енергії та техніко-економічні показники СЕП. У процесі експлуатації СЕП може знаходитись у чотирьох робочих режимах: нормальному усталеному, нормальному перехідному, аварійному перехідному, післяаварійному усталеному. Від правильного установаження нормального усталеного режиму роботи СЕП залежить надійність і безперебійність живлення електроприймачів і показники режимів роботи СЕП. Тому у процесі проектування кінцевий нормальний усталений режим визначається шляхом порівняння декількох техніко-економічних розрахунків при однаковій надійності електропостачання електроприймачів.

Усталений нормальний режим роботи СЕП залежить від категорювання електроприймачів і їхньої установаженої потужності, ступеня нерівномірності графіків навантажень, відстані електроприймачів від підстанцій, наявності резервових ЛЕП і трансформаторів, секціонування шин розподільних пристроїв. При визначенні нормального усталеного режиму роботи СЕП потрібно визначати вихідні рівні напруг потужних трансформаторів, тобто вихідний стан їхніх перемикачів на конкретному регульованому відгалуженні трансформатора, а також на визначений термін або певний час доби визначати схему

живлення електроприймачів, тобто ввімкнений або вимкнений стан ввідних, секційних і вмикачів відхідних ліній (фідерів). Для СЕП залізниць ще додатково необхідно визначати вихідний стан комутаційних апаратів контактної мережі між тяговими підстанціями, тобто комутаційних апаратів пунктів паралельного з'єднання та постів секціонування, а також прийняти і обґрунтувати рішення про одностороннє або двостороннє живлення контактної мережі. Таким чином, вирішення завдання з установа нормального усталеного режиму роботи СЕП пов'язано з проблемою оптимізації СЕП, тобто з визначенням розумних вимог до показників надійності електропостачання та якості електричної енергії при максимально можливій економній її роботі.

Головним призначенням пристроїв автоматики та релейного захисту є забезпечення живлення приймачів електричної енергії в режимах роботи СЕП, які відрізняються від нормального усталеного. Їхня кількість, види, схемна та конструктивна реалізація залежать від багатьох факторів, насамперед від призначення СЕП і категорювання електроприймачів, які вона повинна живити. При проектуванні пристроїв автоматики та релейного захисту потрібно враховувати необхідний рівень надійності СЕП, вимоги, які висуваються до захисту електрообладнання, режими роботи головних електроприймачів та електричних мереж, а також можливі види пошкоджень.

Для забезпечення потрібної надійності електропостачання в процесі проектування потрібно передбачити необхідні пристрої автоматичного ввімкнення резерву та автоматичного повторного ввімкнення, визначати місця їхнього розташування у схемі СЕП, їхню схемну та конструктивну реалізацію, а також їхній стан при нормальному усталеному режимі СЕП. Ці пристрої забезпечують поновлення електропостачання приймачів електричної енергії при зникненні напруги з причини вимикання релейним захистом пошкодженої ділянки мережі або джерела живлення.

Пристрої автоматичного ввімкнення резерву застосовують тоді, коли у складі споживачів електричної енергії є споживачі I-ї категорії. Ці пристрої мають здійснювати такі аварійні автоматичні операції зі зміни схеми живлення:

- ввімкнення резервного вводу у випадках зникнення напруги на головному вводі від зовнішньої мережі;
- ввімкнення головного власного джерела живлення при зникненні напруги на обох живильних вводах від зовнішньої мережі;
- ввімкнення резервного власного джерела живлення у випадках аварії головного джерела.

Схеми та режим роботи пристроїв автоматичного ввімкнення резерву повинні бути такими, щоб було можливе їхнє функціонування при зменшенні напруги на вводі підстанції або на вводі розподільного пристрою від головного джерела живлення. При цьому, по-перше, тривалість перерви в електропостачанні споживачів не повинна перевищувати дозволене значення, а по-друге, дія пристроїв автоматичного ввімкнення резерву за наявності короткого замикання на шинах повинна бути заборонена.

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення повинні дати команду на ввімкнення потужного комутаційного апарата (масляного або повітряного) після його аварійного вимкнення за допомогою релейного захисту. Дія пристроїв автоматичного повторного ввімкнення здійснюється від команд, які надходять, або від пристроїв релейного захисту, або від кола невідповідного стану вимикача, стану ключа керування, тобто від пристрою, який зафіксував раніше подану команду на ввімкнення комутаційного апарата. На практиці частіше застосовується другий варіант, оскільки він простий і надійний. Пристрої автоматичного повторного ввімкнення, як правило, встановлюють на повітряних ЛЕП усіх напруг, на кабельних лініях напругою до 35 кВ, рідше для повторного ввімкнення знижувальних трансформаторів, а також у всіх випадках, коли з'єднання підстанції з зовнішньою мережею живлення здійснюється за системою «короткозамикач-роз'єднувач».

Релейний захист призначений для захисту електроприймачів та електрообладнання СЕП від ненормальних (несанкціонованих) режимів їхньої роботи, тобто від їхнього пошкодження. У процесі проектування СЕП потрібно визначити обладнання, що слід захищати, для нього вибрати види і типи релейного захисту, їхню схемну та конструктивну реалізацію, розрахувати і визначити

режими роботи кожного виду релейного захисту. Головним таким обладнанням у СЕП є генератори, потужні трансформатори, ЛЕП та шини розподільних пристроїв. Кожне пошкодження електрообладнання має специфічний характер і має різний вплив на зміну тих чи інших параметрів, як самого пошкодженого пристрою, так і параметрів режиму роботи СЕП. Тому в СЕП застосовується велика кількість різних видів і типів пристроїв релейного захисту, які реагують, як правило, на специфічні пошкодження обладнання. Для захисту окремого пристрою може бути встановлено декілька видів релейного захисту залежно від різноманітності пошкоджень і їхніх наслідків.

Генератори потрібно захищати від КЗ між фазними обмотками статора, від однофазних замикань обмоток статора та ротора на землю, а також від КЗ між витками обмоток однієї фази. Для захисту генераторів від КЗ в обмотках статора застосовуються диференційні захисти, струмова відсічка, а також максимальний струмовий захист. Максимальний струмовий захист і частково струмова відсічка реагують на внутрішні пошкодження в генераторі та на зовнішні КЗ. Такі види захисту застосовують для генераторів невеликої потужності. Крім того, застосування струмової відсічки доцільно тільки тоді, коли генератори працюють паралельно.

Для захисту генераторів середньої та великої потужності від внутрішніх пошкоджень обмоток статора (замикань на землю та міжфазових) використовують повздовжній диференційний захист. Поперечний диференційний захист застосовують тільки на потужних генераторах, статорні обмотки яких виконані окремими витками, з'єднаними паралельно. Такий захист забезпечує локалізацію міжвиткового замикання. Для захисту від замикання на землю обмоток статора застосовують струмовий захист нульової послідовності, а в колі ротора – релейний захист з мінімальною напругою або визначають це явище за допомогою щитового вольтметра.

На потужних трансформаторах повинні застосовуватися пристрої релейного захисту, які приходять у дію при багатофазних КЗ в обмотках на їхніх виводах, при пошкодженнях всередині баків масляних трансформаторів, при однофазних замиканнях на землю обмотки та на її виводах при з'єднанні цієї

обмотки з мережею, нейтраль якої глухо заземлена, при перенавантаженнях, а також при зниженні рівня масла в масляних трансформаторах.

Для захисту від однофазних і багатofазних КЗ обмоток, а також при КЗ у витках обмоток трансформаторів застосовують повздовжні диференційні, струмові релейні захисти або струмові відсічки, які повинні діяти без витримки часу. На трансформаторах потужністю 6,3 МВА та більше встановлюється повздовжній диференційний захист, струмова відсічка. При цьому струмова відсічка повинна діяти на вимкнення трансформатора з усіх боків.

Для вимикання кола живлення зовнішнього КЗ або при відмові встановленого нижче за схемою вимикача на трансформаторах використовується максимальний струмовий захист. Цей захист є резервним захистом до власних захистів і повинен мати витримку часу з умов селективності роботи захистів. Максимальний струмовий релейний захист надійно працює на знижувальних трансформаторах. У цьому випадку при зовнішніх коротких замиканнях крізь точку КЗ проходить струм з усієї СЕП, тому він досить великий і кратності струму буває достатньо для гарантованого спрацювання захисту. І навпаки, застосування максимального струмового захисту на підвищувальних трансформаторах недоцільне, оскільки в даному випадку кратність струму КЗ порівняно з номінальним буває невеликою і недостатньою для надійного спрацювання захисту. Для таких трансформаторів більший ефект дають інші види захистів, які реагують на струм зворотної або нульової послідовності, або на зниження напруги. Тобто в таких випадках замість максимального струмового захисту потрібно застосовувати або струмовий захист зворотної послідовності, або струмовий захист нульової послідовності, або захист за мінімальною напругою.

Для трансформаторів, робота яких згідно з графіками навантажень пов'язана з перевантаженнями, повинен бути застосований відповідний релейний захист від цього режиму. Найбільш доцільно для захисту потужних трансформаторів від перевантажень застосовувати максимальний струмовий захист у двофазному виконанні, який повинен діяти на сигнал з витримкою часу.

Для трансформаторів, які застосовуються в мережах напругою 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю, потрібно встановлювати релейний захист від однофазних КЗ. У такому випадку при однофазному КЗ в колі нейтралі з'явиться струм нульової послідовності, тому з метою локалізації однофазних КЗ доцільно застосовувати струмовий релейний захист у нейтралі трансформаторів. Захист від КЗ між витками обмоток досягається в таких трансформаторах за рахунок застосування максимального струмового захисту від перевантажень або струмової відсічки.

Для захисту від внутрішніх пошкоджень і зниження рівня масла в баках масляних трансформаторів повинен бути передбачений захист з дією на сигнал або на вимикання трансформатора з обох боків залежно від інтенсивності появи газу при пошкодженнях (від його тиску всередині бака). Відповідно до вимог ПУЕ газовий захист обов'язково застосовується для трансформаторів потужністю 6300 кВА та більше, а також для трансформаторів з меншою потужністю у випадках, коли не застосовані швидкодіючі релейні захисти з часом затримки дії не більше 0,5–1 с.

Для тупикових і комплектних трансформаторних підстанцій напругою 6–10 кВ у більшості випадків захист трансформаторів, а також відхідних від них ЛЕП від багатofазних КЗ здійснюється за допомогою плавких запобіжників. При цьому потужність трансформаторів, як правило, не перевищує 1000 кВА, а робочий струм у тупиковій ЛЕП напругою 10 кВ не перевищує 100 А, а у ЛЕП напругою 6 кВ – 200 А.

Для захисту знижувальних трансформаторів з напругою 110/35/10 кВ тягових підстанцій постійного струму застосовують повздовжній диференційний захист, максимальний струмовий захист з дією на вимикання та на сигнал, а також газовий і термічний захист, захист від однофазних замикань на землю. Захист знижувальних трансформаторів з напругою 110/35/27,5 кВ або 220/35/27,5 кВ здійснюється за допомогою двоступеневого газового захисту; повздовжнього диференційного захисту; максимального струмового захисту у трифазному виконанні з боку 110 кВ та у двофазному виконанні з боків 35 та 27,5 кВ; захистом від перевантаження в однофазному виконанні на боці 110 кВ та 35 кВ; захисту від перегріву масла трансформатора;

контролю рівня масла в розширювальному баці; схеми ввімкнення вентилятора залежно від навантаження трансформаторів. Знижувальні трансформатори тягових підстанцій з напругою 35/10 кВ, які живлять нетягові навантаження, захищають відповідно до вимог захисту промислових трансформаторів.

Для перетворювальних агрегатів тягових підстанцій постійного струму релейний захист майже не відрізняється від класичного, який застосовують у СЕП промислового призначення. Взагалі для перетворювального агрегату застосовують однофазний максимальний струмовий захист з дією на вимикання. Цей захист захищає агрегат при КЗ на мережевій обмотці трансформатора, при багатofазних КЗ на вентильних обмотках трансформатора при одночасному пробіі всіх послідовно з'єднаних діодів у фазі, а також при зовнішніх КЗ на боці та шинях випрямленої напруги.

На деяких перетворювальних агрегатах (наприклад ПВЕ-5) установлюють максимальний струмовий захист від перевантажень з дією на сигнал. Для перетворювальних трансформаторів передбачають і газовий захист від пошкоджень, пов'язаних з порушенням ізоляції обмоток; термічний захист від гранично дозволеного перевищення температури масла, захист від зниження рівня масла більше дозволеного; струмовий захист з використанням фільтрів зворотної послідовності від одно- та двофазних КЗ на виводах та ошиновці з боку вентильних обмоток трансформатора. У випрямних установках перетворювальних агрегатів тягових підстанцій установлюють електронний захист від пробію діодів або зменшення швидкості потоку охолодженого повітря з дією на сигнал або на вимикання залежно від кількості пошкоджених діодів.

Захист ЛЕП у більшості випадків базується на струмових захистах різноманітних принципів дії та використання. Застосування того чи іншого захисту залежить від конструкції мережі (повітряна або кабельна), напруги мережі, конфігурації мережі, режиму нейтралі мережі, а також від забезпечення стійкої роботи генераторів електричних станцій, які ввімкнені на паралельну роботу. Найбільш розповсюджені принципи захисту ЛЕП у СЕП знаходять застосування і при захисті ЛЕП тягових підстанцій. На залізницях захист ліній напругою 110(220) кВ, які

живлять опорні тягові підстанції постійного струму, у більшості випадків здійснюється за допомогою напрямкового дистанційного захисту або високочастотного захисту. Захист ліній, які живлять проміжні тягові підстанції напругою 110(220) кВ, здійснюється за допомогою напрямкового дистанційного захисту, максимального струмового захисту з незамкненою витримкою часу, а також захистом від однофазних КЗ. Для захисту ліній 35 і 10 кВ у більшості випадків застосовується поперечний диференційний захист, максимальний струмовий напрямковий або ненапрямковий захист, які діють на вимкнення пошкодженої лінії, а також захисти від однофазних замикань на землю, які діють на сигнал.

Основним захистом тягових мереж постійного струму є максимальний струмовий захист, який діє на вимкнення точки короткого замикання за допомогою швидкодіючих вимикачів. Швидкодіючі вимикачі встановлюються на фідерах, що живлять контактну мережу, а також на постах секціонування контактної мережі. У сучасних швидкодіючих вимикачах повний час проходження струму короткого замикання дорівнює 0,03–0,1 с. Для підвищення чутливості та зменшення «мертвих» зон дії захисту на ділянках з великими розмірами руху поїздів у доповнення до постів секціонування застосовуються потенційні захисти (захист за мінімальною напругою на підстанціях і постах секціонування) і телеблокування вимикачів сусідніх підстанцій і поста секціонування.

Для захисту ліній, які живлять опорні, а також проміжні тягові підстанції змінної напруги, застосовують такі захисти: дво- або триступеневий дистанційний захист з блокуванням від коливань, двофазна струмова відсічка – від багатofазних КЗ; три- або чотириступеневий напрямковий струмовий захист нульової послідовності – від КЗ на землю. На фідерах 10 і 35 кВ і фідерах системи «два проводи-рейки (ДПР)» 27,5 кВ застосовуються такі захисти: дво- або трифазний максимальний струмовий захист і двофазна струмова відсічка – від багатofазних КЗ, напрямковий максимальний струмовий захист нульової послідовності – від однофазних замикань на землю.

Для захисту фідерів контактної мережі змінного струму застосовуються різноманітні дистанційні захисти. Цей захист

виконується двоступеневим. У якості першого ступеня захисту на тягових підстанціях застосовують ненапрямовий дистанційний захист, який при коротких замиканнях на близькій відстані переходить у режим струмової відсічки. А в якості другого ступеня застосовується дистанційний напрямковий захист з розподіленим регулюванням струму відповідно до модуля повного опору та по куту між струмом і напругою фідера. На постах секціонування в якості першого ступеня захисту застосовується напрямковий дистанційний захист, який при близьких коротких замиканнях переводиться в режим струмової відсічки. А в якості захисту другого ступеня застосовується ненапрямовий релейний дистанційний захист з витримкою часу. Ці захисти мають недостатню надійність роботи, тому зараз найбільш широко розповсюджуються двоступеневі електронні захисти контактної мережі. Вони реагують на таке КЗ за кутом між струмом і напругою. При однакових значення струму навантаження і струму КЗ захист реагує тільки на струм КЗ.

Для мереж напругою 6–10 кВ з ізольованою нейтраллю обов'язково повинен бути установлений двофазний струмовий захист. Захист шин розподільних пристроїв СЕП, як правило, здійснюється за допомогою релейного захисту, призначеного для захисту електрообладнання або ЛЕП за виключенням специфічних випадків. На тягових підстанціях постійного струму при КЗ на землю шини +3,3 кВ (або фідерів +3,3 кВ) струм КЗ досягає десятків тисяч ампер, що є небезпечним як для електрообладнання (у тому числі і шин), так і для обслуговуючого персоналу з причини великої крокової напруги. Тому на тягових підстанціях постійного струму застосовується струмовий захист розподільного пристрою 3,3 кВ за допомогою реле земляного захисту.

У мережах змінного струму з ізольованою нейтраллю, а також в електроустановках постійного струму з ізольованою середньою точкою обов'язково здійснюється автоматизований або неавтоматизований контроль стану ізоляції. Це обумовлено тим, що з усіх видів пошкоджень ізоляції в електричних мережах 75–85 % складають однофазні замикання на землю. Автоматизований контроль стану ізоляції в мережах змінного струму з ізольованою нейтраллю полягає у визначеній наявності

однофазного замикання на землю. Наявність однофазного замикання на землю в СЕП з ізольованою нейтраллю виявляється за допомогою релейного захисту нульової послідовності напруги, який живиться від трифазної обмотки вимірювального трансформатора напруги, з'єданого за схемою розімкнений трикутник, і працює на сигнал (крім однофазного замикання на шинах генераторної напруги). У відхідних лініях захист від однофазних замикань на землю здійснюється за допомогою струмового релейного захисту нульової послідовності, який живиться від трансформатора струму нульової послідовності і працює на сигнал.

На електричних станціях і підстанціях ввімкнення та вимкнення комутаційних апаратів здійснюється за допомогою автоматичних або напівавтоматичних схем керування. При цьому керування може бути як місцевим, так і дистанційним. Структура та складність схем керування залежить від призначення, потужності та складності підстанцій.

На електричних станціях і підстанціях також обов'язково передбачається як місцева, так і загальна сигналізація. При цьому створюється нормальна, попереджувальна та аварійна сигналізація. Запуск у роботу попереджувальної сигналізації здійснюється від пристроїв релейного захисту, який працює на сигнал (земляні захисти, захисти від пробую одного діода та ін.). Запуск аварійної сигналізації здійснюється або від пристроїв релейного захисту, який працює на замикання, або від схеми невідповідностей між положеннями ключа керування та вимикача. Коло живлення нормальної сигналізації здійснюється, як правило, за допомогою блок-контактів вимикача.

1.9. Вибір джерел живлення власних потреб

Під власними потребами електричних станцій і підстанцій розуміють усі допоміжні пристрої, які потрібні для експлуатації. Основними електроприймачами власних потреб є установки операційного струму, електричне освітлення, системи опалення, водопостачання, вентиляції та підігріву зовнішніх масляних вимикачів і розподільних пристроїв. На тягових підстанціях залізниць (ТП) від джерел власних потреб ще живиться СЕП

сигналізації, централізації та блокування (СЦБ). При цьому мінімальна потужність підвищувального трансформатора дорівнює 100 кВА. Потужність власних потреб на електричних станціях дорівнює 5–10 % встановленої потужності, а на підстанціях 2–3 %. Для живлення електроприймачів власних потреб змінного струму на підстанціях використовуються трансформатори власних потреб, а живлення споживачів власних потреб постійного струму здійснюється від акумуляторних батарей або від випрямних установок.

З метою більш надійного живлення споживачів змінної напруги, як правило, на ТП застосовується не менше двох трансформаторів власних потреб, які підключаються до різних секцій розподільного пристрою. Вибір потужності трансформаторів власних потреб здійснюється залежно від значень максимальної потужності навантаження з урахуванням коефіцієнта попиту. Тобто коли номінальні потужності електроприймачів власних потреб для однотипних навантажень $P_{номі}$, їхні середні коефіцієнти одночасності K_{oi} та завантаження K_{zi} і кількість однотипних приймачів N_i , то розрахункова максимальна сумарна потужність трансформатора власних потреб

$$S_{p\max} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{номі} K_{oi} K_{zi} N_i}{\eta_i \cos\varphi_i}, \quad (1.41)$$

де n – кількість різновидів електроприймачів.

За даними проектних організацій, витрати потужності на власні потреби на ТП мають такі значення:

- загальне навантаження з урахуванням підігріву вимикачів, опалення приміщень підстанції, електропостачання засобів СЦБ та споживачів чергового пункту району контактної мережі для опорної підстанції 220 кВ дорівнює близько 1400 кВА, для опорної підстанції 110 кВ – 970 кВА, на транзитних підстанціях 110(220) кВ – 400–800 кВА;

- на опалення приміщень підстанції постійного струму – 140 кВА, а на опалення приміщень підстанції змінного струму 60 кВА;

- на опалення та вентиляцію приміщення акумуляторних батарей – 180 кВА;

- на освітлення приміщень підстанції – 4–6 кВА;
- на освітлення території підстанції – 35 кВА.

Для живлення такого власного навантаження на опорних підстанціях установлюють чотири трансформатори власних потреб потужністю 250–400 кВА, а на проміжних – по два потужністю 250–400 кВА.

Постійний оперативний струм повинен застосовуватися на підстанціях напругою 110(220) кВ і на підстанціях напругою 35 кВ, на яких використовуються масляні вимикачі з електромагнітними приводами, що не можуть працювати від випрямних установок. У якості джерел постійного оперативного струму на підстанціях використовуються акумуляторні батареї з напругою 220 В. Вони працюють у режимі постійного підзаряджання і керуються з шаф керування оперативним струмом. Для зменшення ємності акумуляторних батарей інколи застосовують змішану систему постійного та випрямленого струму, що повинно бути підтверджено техніко-економічним обґрунтуванням.

На ТП у більшості випадків застосовують свинцево-кислотні акумуляторні батареї. Промисловістю виробляються для підстанцій свинцево-кислотні стаціонарні акумуляторні батареї з тривалим розрядженням типу С та СН і короткочасним типу СК. Номінальна ємність в одиничних елементах С-1, СН-1, СК-1 при восьмигодинному розряджанні дорівнює відповідно 40, 40 та 35 А·год. Ємність батареї з номером n в n разів більше акумуляторної батареї з типовим номером 1. На ТП напругою 110(220) кВ застосовують батареї типу СК з номінальною напругою 2,15 В та номінальною ємністю 35 А·год і ємністю короткочасного двогодинного (аварійного) розряджання 22 А·год.

Вибір типового номера, тобто ємності акумуляторної батареї, здійснюють з урахуванням аварійного навантаження на неї при повному ввімкненні підстанції від живильної мережі, можливості на певний час жити короткочасне навантаження за відсутності підзаряджання батареї, а також з урахуванням можливості одночасної роботи декількох найпотужніших короткочасних навантажень. Відповідно до вимог нормативних документів з проектування тягових підстанцій акумуляторна батарея повинна забезпечувати роботу найбільш потужного

привода вимикача після півгодинного її розрядження струмом постійного та аварійного навантаження за відсутності її підзарядження, а також роботу аварійного освітлення, пристроїв телемеханіки та зв'язку після двогодинного її розрядження. Досвід експлуатації СЕП залізниць показує, що на ТП можлива одночасна робота до трьох потужних вимикачів.

На тягових підстанціях залізниць постійне навантаження на акумуляторні батареї напругою 220 В дорівнює 10–20 А, аварійне – 10–15 А, а короткочасне – до 700 А. Навантаження різних видів електрообладнання, яке живиться від акумуляторної батареї, наведені в табл. 1.35. Як видно з табл. 1.35, найбільше навантаження на батарею створюють короткочасні навантаження. Однак номер батареї потрібно вибирати після порівняння двох розрахунків: розрахункового струму тривалого розрядження батареї в аварійному режимі та розрахункового струму при короткочасному режимі розрядження.

Таблиця 1.35

Навантаження акумуляторних батарей 220 В
тягових підстанцій 110 кВ

Вид електроприймача	Струм, А	Кількість електроприладів, які одночасно працюють, шт.	Орієнтовне навантаження на батарею, А
1	2	3	4
1. Постійні: - сигнальні лампи комутаційних апаратів (масляних і швидкодіючих вимикачів, коротковимикачів і роз'єднувачів)	0,065	24	1,6
- утримувальні електромагніти:			
ВАБ-28	1,0	2	2,0
ВАБ-43	0,5	14	7,0
АБ-2/4	0,5	2	1,0
- пристрої автоматики.	-	-	1,0
2. Аварійні: - пристрої телемеханіки і зв'язку	-	-	1,4
- аварійне освітлення	-	-	10,0

1	2	3	4
3. Короткочасний: - привод ШПЕ-33 вимикача МКП-110	244	1	244
- вмикальні електромагніти: ВAB-28	25	2	50
ВAB-43	36,5	2	73
AB-2/4	40	2	80

Розрахунковий струм тривалого розрядження I_{mp} в аварійному режимі визначається з виразу

$$I_{mp} = I_{пост} + I_{ав}, \quad (1.42)$$

де $I_{пост}$ та $I_{ав}$ – відповідно струм постійного та аварійного навантаження (для СК-1 $I_{пост} = 4,4$ А; $I_{ав} = 11$ А при тривалості аварійного розрядження $t_{ав} = 2$ год).

Розрахункова ємність тривалого розрядження $Q_{розр} = I_{mp} t_{ав}$. Номер батареї (тобто ємності) з урахуванням аварійного розрядження N_{mp} визначається з виразу

$$N_{mp} = 1,1 Q_{розр} / Q_{N=1},$$

де $Q_{N=1}$ – ємність одиничного акумулятора при тривалому аварійному розрядженні (для СК-1 $Q_{N=1} = 22$ А год при $t_{ав} = 2$ год).

Розрахунковий струм короткочасного режиму

$$I_{кч} = I_{mp} + I_{вм}, \quad (1.43)$$

де $I_{вм}$ – струм найпотужнішого привода при вмиканні декількох приводів (для ТП до 3 шт.), які працюють одночасно.

Номер батареї за струмом короткочасного розрядження вибирають з умови $I_{кч} \leq 46N$, де $46N$ – короткочасний дозволений струм розрядження акумуляторної батареї типу СК-1. Після порівняння двох розрахунків вибирають батарею з більшим номером. При роботі приводів потужних вимикачів існують великі витрати напруги в колі їхнього живлення. Тому на ТП значення напруги на затискачах батареї (на шинах увімкнення

вимикачів) у режимі постійного підзаряджання дорівнює не 220 В, а 258 В, на шинах керування – 230 В. Таку напругу створюють 120 ($258 : 2,15 = 120$) та 108 ($230 : 2,15 = 108$) з'єднаних послідовно елементів батареї.

У якості пристроїв для заряджання акумуляторних батарей застосовуються випрямні агрегати типу ВАЗП-380/260-40/80 з автоматичною стабілізацією напруги і природним охолодженням. Ці пристрої забезпечують заряджання акумуляторних батарей, їхнє підзаряджання до напруги 2,15 В на елемент і живлення частини навантаження постійного струму. Потужність зарядного пристрою вибирають з урахуванням першого формувального заряджання батареї і одночасного живлення постійних споживачів. Значення формувального струму батареї залежить від номера батареї (для СК1-СК5 він дорівнює $I_{зар} = 5,25N$, а для СК6-СК20 $I_{зар} = 3,75N$ ампер). Потужність пристрою для заряду акумуляторних батарей визначається з виразу

$$P_{розр} = U_{зар} (I_{зар} + I_{пост}). \quad (1.44)$$

Заряджання батареї вважається закінченим, коли з усіх банках йде інтенсивне виділення газу, на всіх елементах напруга досягла значення 2,15 В, а густина електроліту дорівнює 1,2–1,21 г/см³.

Випрямлений оперативний струм для потужних кіл використовується на підстанціях 35, 10 та 6 кВ, а також на підстанціях 110 та 220 кВ, коли на них відсутні масляні вимикачі з боку 110(220) кВ або вони вмикаються за допомогою приводів, які дозволяють використання випрямленого струму (ПЕ-11, ПЕВ-11, ПЕВ-12). Для живлення потужних кіл широке застосування знаходять випрямні пристрої з індуктивними накопичувачами типу УКП. Для живлення кіл захисту, автоматики та керування застосовуються стабілізовані блоки живлення типу БЖНС, а для кіл сигналізації та блокування – нестабілізовані блоки типу БЖН.

1.10. Розрахунок струмів КЗ в СЕП

Струми КЗ у більшості випадків небезпечні для елементів електричних кіл і конструкцій електричного обладнання. Тому розрахунок струмів КЗ у СЕП здійснюється з метою забезпечення

динамічної та термічної стійкості струмоведучих та інших елементів СЕП в аварійних режимах роботи, а також з метою вибору видів релейних захистів і їхніх режимів роботи. Розрахунок струмів КЗ у різних точках як у наперед вибраних, так і в кінцевих схемах є одним з важливих етапів проектування СЕП, тому що забезпечення динамічної та термічної стійкості є не тільки конструкторським, а і проектним питанням. Необґрунтовано висока конструктивна стійкість елементів електроустановок призведе до перевитрат як електротехнічних матеріалів, так і коштів. Тому при проектуванні СЕП не слід завищувати деякі граничні значення динамічного та термічного навантаження, а слід шукати інші шляхи оптимального вирішення даного питання.

У багатьох випадках з метою забезпечення потрібної стійкості електричних пристроїв при КЗ застосовують різні технічні заходи з обмеження струму КЗ та його ударного значення. Такими заходами є зменшення потужності живильних трансформаторів при незмінній напрузі мережі; застосування трифазних трансформаторів з іншою групою з'єднань фазних обмоток; збільшення опору кола КЗ; застосування блочних з'єднань без поперечного зв'язку між собою; увімкнення струмообмежувального реактора; застосування спеціальних схем з'єднання основних елементів, у яких з метою забезпечення високої надійності електропостачання в нормальному режимі здійснюється паралельна робота функційних пристроїв або електрообладнання, а в аварійних режимах швидко здійснюється перехід на роздільну роботу. Зниження термічної дії струму КЗ здійснюється шляхом зниження значення струму КЗ та скорочення часу протікання цього струму.

Коротке замикання в СЕП може бути різним залежно від того, які електропровідні частини установки з'єднуються між собою. Воно може бути трифазним, двофазним, однофазним на землю в мережі з глухозаземленою нейтраллю. Розрахунок значень струмів дво- та однофазного КЗ здійснюється тільки при проектуванні релейного захисту, який реагує на несиметричні КЗ. У всіх інших випадках при проектуванні СЕП обов'язково здійснюється розрахунок струмів КЗ для найбільш небезпечного виду КЗ – трифазного. За даними цього розрахунку здійснюється

вибір основного обладнання, проектування пристроїв залежного захисту і системної автоматики, аналіз стійкості СЕП та оцінювання схеми електричних з'єднань.

Розрахунок струмів КЗ може бути виконаний в іменованих або відносних одиницях, які приводяться до базисних умов. Застосування системи відносних одиниць значно спрощує розрахунки. Розрахунок починають із складання розрахункової схеми в однофазному виконанні для розрахунку максимальних струмів КЗ при виборі основного обладнання або для розрахунку мінімальних струмів КЗ при проектуванні релейного захисту. На розрахункову схему наносяться всі елементи СЕП з їхніми параметрами. У таку схему повинні бути введені власними надперехідними опорами всі генератори, синхронні компенсатори та асинхронні двигуни, які розташовані поблизу точки КЗ. Трансформатори, автотрансформатори, реактори, повітряні та кабельні ЛЕП, які з'єднують джерела живлення з точкою КЗ у СЕП, вводяться в розрахункову схему власними активними та реактивними опорами.

Узагальнене навантаження вводиться в розрахункову схему тільки в тих випадках, коли воно безпосередньо пов'язане з точкою КЗ. При цьому в узагальнене навантаження не повинні включатися потужні синхронні, асинхронні двигуни та синхронні компенсатори, тому що вони обертаються за інерцією і в момент КЗ розглядаються як джерела (генератори електроенергії), які живлять точку КЗ. Синхронні компенсатори та двигуни змінної напруги вводяться в розрахункову схему як самостійні елементи, коли вони розташовані електрично поблизу точки КЗ, а їхня потужність дорівнює або перевищує 1000 кВА.

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях узагальнене навантаження вводиться в розрахункову схему надперехідною електрушійною силою (ЕРС) $E_{*нав}''$, яка у відносних одиницях приймається $E_{*нав}'' = 0,85$, і надперехідним опором $X_{*нав}$, який розрахований у відносних одиницях при середній номінальній напрузі того ступеня, до якого ввімкнено узагальнене навантаження. При розрахунку опір узагальненого навантаження приймають $X_{*нав} = 0,35$.

Потім на розрахунковій схемі намічають точки КЗ. Вибір цих точок здійснюється таким чином, щоб за даними

розрахункових значень струмів КЗ можна було здійснювати вибір основного обладнання всіх електричних станцій і підстанцій проекрованої СЕП, а також електричних пристроїв системної автоматики та релейного захисту. В усіх випадках доцільно привести розрахунок струмів КЗ до затискачів генераторів, трансформаторів і шин розподільних пристроїв усіх напруг.

Далі при розрахунку у відносних одиницях з використанням розрахункової схеми визначають відносні опори окремих елементів кола КЗ і складають схему заміщення кола КЗ. На цій схемі кожний елемент кола зображується у вигляді еквівалентного опору (частіше тільки індуктивного), над яким у чисельнику дробу записують порядковий номер елемента кола, а у знаменнику – його відносний опір до точки КЗ.

Під відносним значенням будь-якої фізичної величини слід розуміти її відношення до другої однойменної фізичної величини, яка обрана за одиницю вимірювання. При розрахунку струмів КЗ потрібно всі опори елементів кола КЗ, які вказані на розрахунковій схемі і отримані при різних вихідних даних, перерахувати у відносні опори при базисних умовах. При цьому базисними є такі умови, що є однаковими розрахунковими для всіх опорів кола КЗ, які раніше були визначені при різних вихідних даних. Базисні умови характеризуються базисною потужністю S_b , базисною напругою U_b , базисним струмом I_b та базисним опором Z_b .

За базисну потужність S_b при розрахунках приймають або сумарну потужність генераторів у тисячах кіловольт-амперах, коли відомі їхні потужності, або ціле число кратне 10 (10000; 100000 кВА і т. д.), коли невідома потужність генераторів або точка КЗ живиться від системи необмеженої потужності.

У якості базисної напруги приймають середню міжфазну (лінійну) напругу $U_b = U_{cp}$ того ступеня схеми СЕП, у якому розташована розрахункова точка КЗ. Ця обставина пов'язана з тим, що напруга на початку та в кінці лінії має різні значення. Для номінальних напруг $U_{ном}$, які дорівнюють 0,22, 0,38, 3, 6, 10, 25, 35, 110, 154 та 220 кВ, для розрахунку приймають такі значення напруги: 0,23, 0,4, 3,15, 6,3, 10,5, 26,2, 37, 115, 162 та 230 кВ, тобто приблизно на 5 % вище номінальних значень.

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях базисна потужність є однаковою для всіх елементів кола КЗ незалежно від значення напруги цих елементів. У зв'язку з неоднаковою напругою на елементах схеми заміщення базисний струм на цих елементах також має бути різним. Він знаходиться з виразу $S_{\bar{o}} = \sqrt{3}I_{\bar{o}}U_{\bar{o}}$, тобто

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}. \quad (1.45)$$

Базисний опір визначається з виразу

$$Z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3}I_{\bar{o}}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}. \quad (1.46)$$

Таким чином, для розрахунку у відносних одиницях достатньо задатись базисними значеннями двох фізичних величин з чотирьох можливих, а решту розрахувати з останніх двох рівнянь. І коли величини базисної потужності, напруги, струму та опору визначено, тоді значення величин, які входять у розрахунок, у відносних одиницях визначаються таким чином:

$$U_{*\bar{o}} = \frac{U}{U_{\bar{o}}}; \quad S_{*\bar{o}} = \frac{S}{S_{\bar{o}}}; \quad I_{*\bar{o}} = \frac{I}{I_{\bar{o}}}; \quad Z_{*\bar{o}} = \frac{Z}{Z_{\bar{o}}}, \quad (1.47)$$

де * (зірка) вказує на те, що величина у відносних одиницях, а індекс « \bar{o} » на те, що вона приведена до базисних умов.

Відносна величина повного опору елементів СЕП також може бути виражена як

$$Z_{*\bar{o}} = \frac{Z}{Z_{\bar{o}}} = \frac{Z\sqrt{3}I_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} = \frac{\Delta U_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} \quad \text{або} \quad Z_{*\bar{o}} = Z \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}. \quad (1.48)$$

Наведені вирази свідчать про те, що значення повного опору у відносних одиницях за величиною чисельно дорівнює відносним втратам напруги в даному елементі схеми заміщення при протіканні крізь нього базисного струму.

При розрахунку відносних опорів елементів СЕП використовують паспортні та номінальні параметри електрообладнання. При цьому з метою спрощення розрахунків у

більшості випадків номінальну напругу електроустановки прирівнюють до базисної напруги ступеня напруги СЕП, що вносить зовсім незначну похибку в розрахунках струмів КЗ.

Розрахунковим опором синхронного генератора (або компенсатора реактивної потужності) є його надперехідний опір по повздовжній осі $X_{*d\epsilon}''$, який наводиться в паспорті та виражається у відносних одиницях відносно $S_{ном.г}$, $U_{ном.г}$ і $I_{ном.г}$, тобто

$$X_{*d\epsilon}'' = X_{\epsilon} \frac{S_{ном.г}}{U_{ном.г}^2}, \quad (1.49)$$

де $X_{\epsilon} = X_{*d\epsilon}'' \frac{U_{ном.г}^2}{S_{ном.г}}$ – індуктивний опір генератора, Ом.

Тоді при $U_{ном.г} = U_{ср} = U_{б}$ та $S_{ном.г} \neq S_{б}$ базисний опір синхронного генератора визначається як

$$X_{*б.г} = X_{\epsilon} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = X_{*d\epsilon}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.г}}. \quad (1.50)$$

Для синхронних електродвигунів, як правило, відомою величиною є його надперехідний опір $X_{*dсд}$ або кратність пускового струму $I_{*нсд}$

$$I_{*нсд} = \frac{I_{нсд}}{I_{ном.сд}}. \quad (1.51)$$

Надперехідний опір і кратність пускового струму синхронного двигуна пов'язані між собою таким співвідношенням:

$$X_{*dсд}'' \approx \frac{1}{I_{*нсд}}. \quad (1.52)$$

Базисний опір синхронного двигуна визначається з виразу

$$X_{*б.сд} = X_{*dсд}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.сд}}, \quad (1.53)$$

де $S_{ном.сд}$ – номінальна потужність синхронного двигуна.

Для асинхронних двигунів, як правило, відома кратність пускового струму $I_{*n.ad}$, а значення його надперехідного опору X_{*ad}'' визначається як $X_{*ad}'' = \frac{1}{I_{*n.ad}}$.

Переведення надперехідного опору асинхронного двигуна до відносного базисного значення $X_{*\delta.ad}$ здійснюється за допомогою виразу

$$X_{*\delta.ad} = X_{*ad}'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном.ad}}, \quad (1.54)$$

де $S_{ном.ad}$ – номінальна потужність асинхронного двигуна.

Двообмоткові силові трансформатори входять до розрахункової схеми заміщення як один відносний опір. У паспортних даних на двообмотковий трансформатор вказується напруга КЗ $U_k\%$ при його номінальній потужності, яка чисельно приблизно дорівнює індуктивному опору трансформатора, вираженому у відсотках, тобто $U_k\% \approx X_{ном.тр}\%$. Тому базисний опір двообмоткових трансформаторів $X_{*\delta.t}$ визначається з виразу, аналогічного для генераторів,

$$X_{*\delta.t} = X_{*ном.тр} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}}, \quad (1.55)$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора.

Триобмоткові силові трансформатори входять до розрахункової схеми заміщення СЕП у вигляді трьох відносних опорів, які з'єднуються за схемою трипроменевої зірки. Для триобмоткових трансформаторів значення $U_k\%$ задаються для кожної пари обмоток при номінальній потужності трансформаторів $U_{квс}\%$; $U_{квн}\%$; $U_{кcn}\%$. За номінальну потужність триобмоткового трансформатора приймають потужність найпотужнішої його обмотки. У переважній більшості випадків потужності всіх трьох обмоток у триобмоткових силових трансформаторів однакові. Базисні опори в променях зірки визначаються з виразів

$$\begin{aligned}
X_{*\bar{b}.в} &= \frac{0,5}{100} (U_{квс} \% + U_{квн} \% - U_{кcn} \%) \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном.тр}}; \\
X_{*\bar{b}.c} &= \frac{0,5}{100} (U_{квс} \% + U_{кcn} \% - U_{квн} \%) \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном.тр}}; \\
X_{*\bar{b}.н} &= \frac{0,5}{100} (U_{квн} \% + U_{кcn} \% - U_{квс} \%) \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном.тр}},
\end{aligned} \tag{1.56}$$

де символи «в», «с», «н» позначають високу, середню та низьку за напругою сторону трансформатора.

Базисні реактивний $X_{*\bar{b}.p}$ та активний $R_{*\bar{b}.p}$ опори реактора, коли відомі його індуктивний та активний опір в іменованих величинах, тобто в омах, визначаються відповідно з виразів

$$X_{*\bar{b}.p} = X_p \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2} \quad \text{та} \quad R_{*\bar{b}.p} = R_p \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}. \tag{1.57}$$

Однак у більшості випадків опір реактора наводиться в паспортних даних у відносних одиницях $X_{*ном.p}$ або у відсотках $X_{ном.p} \%$. При номінальній напрузі $U_{ном.p}$ і струм $I_{ном.p}$ реактора номінальні відносні опори реактора визначаються такими виразами:

$$X_{*ном.p} = \frac{\sqrt{3} I_{ном.p} X_p}{U_{ном.p}}; \quad R_{*ном.p} = \frac{\sqrt{3} I_{ном.p} R_p}{U_{ном.p}}, \tag{1.58}$$

де X_p, R_p – індуктивний та активний опір реактора, Ом.

Базисні відносні опори визначаються як

$$X_{*\bar{b}.p} = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{b}} X_p}{U_{\bar{b}}} \quad \text{та} \quad R_{*\bar{b}.p} = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{b}} R_p}{U_{\bar{b}}}. \tag{1.59}$$

Після підстановки X_p та R_p , які знаходяться з попередніх виразів, визначаються кінцеві вирази для розрахунку опорів реактора відносно базисних умов розрахунку струмів КЗ:

$$X_{*\bar{b}.p} = X_{*ном.p} \frac{I_{\bar{b}} U_{ном.p}}{I_{ном.p} U_{\bar{b}}} = \frac{X_{ном.p} \%}{100} \frac{S_{\bar{b}} U_{ном.p}}{\sqrt{3} I_{ном.p} U_{\bar{b}}^2}. \tag{1.60}$$

Розрахунок відносного активного опору R_{*br} реактора виконується аналогічно, але використовується тільки при розрахунку струмів КЗ у колах напругою до 1000 В.

Базисні опори ЛЕП визначаються з виразів

$$X_{*б.л} = x_0 l \frac{S_{\bar{б}}}{U_{\bar{б}}^2}; \quad R_{*б.л} = r_0 l \frac{S_{\bar{б}}}{U_{\bar{б}}^2}, \quad (1.61)$$

де x_0, r_0 – питомі реактивний та активний опір 1 км лінії, Ом/км, які беруться з довідкових таблиць 1.28, 1.29;

l – довжина лінії, км.

За відсутності точних даних про питомий опір лінії при розрахунках приймають приблизні дані: для ПЛ електропередачі напругою 6 кВ та вище $x_0 = 0,4$ Ом/км; для трифазної кабельної лінії напругою 6 або 10 кВ $x_0 = 0,08$ Ом/км, а для напруги 35 кВ $x_0 = 0,12$ Ом/км.

В окремих випадках при проектуванні є відомою (або задається) потужність КЗ на шинах електроустановки $S_{кз.с}$ даної СЕП (наприклад на шинах розподільного пристрою підстанції) або номінальна потужність вимикання вимикача на ввіді електроустановки $S_{ном.вим}$. У таких випадках при розрахунках струмів КЗ виникає потреба визначення відносного базисного опору системи $X_{*бс}$ до шин при прийнятій базисній потужності $S_{\bar{б}}$ СЕП. Відомо, що повний відносний опір системи $X_{*с} = 1$. Тоді при розташуванні точки КЗ на шинах з $S_{кз.с}$ або поблизу з вимикачем з $S_{ном.вим}$ та прийнятої $S_{\bar{б}}$ системи відносний базисний опір системи $X_{*бс}$ знаходиться з виразу

$$\frac{X_{*б.с}}{X_{*с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} \quad \text{або} \quad \frac{X_{*б.с}}{X_{*с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}}, \quad (1.62)$$

$$\text{тобто} \quad X_{*б.с} = X_{*с} \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} \quad \text{або} \quad X_{*б.с} = X_{*с} \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}}.$$

При розрахунку в іменованих одиницях опори всіх елементів схеми заміщення СЕП приводять до однієї базисної напруги $U_{ср.б}$ того ступеня напруги, де розташована розрахункова точка КЗ. У такому випадку опір кожного елемента x різних ступенів за напругою в СЕП в іменованих одиницях, тобто в омах, перераховують до розрахункового ступеня напруги

$$X = \frac{xU_{cp.б}}{U_{б}}, \quad (1.63)$$

де X – опір елемента розрахункової схеми, який приведений до базисної напруги $U_{cp.б}$;

$U_{б} = U_{cp}$ – середня (базисна) напруга ступеня напруги схеми заміщення, де розташований елемент.

Розрахункові вирази для визначення опорів схеми заміщення СЕП, що проектується, у відносних та іменованих одиницях зібрані в табл. 1.36.

Таблиця 1.36

Розрахункові вирази опорів елементів СЕП у відносних та іменованих одиницях

Елемент	Вираз опору	
	у відносних одиницях	в іменованих одиницях
Синхронний генератор, двигун або компенсатор	$X_{*б.г} = X_{*д}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.г}}$ <p>де $X_{*д}'' \approx \frac{1}{I_{*нсд}}$, $I_{*нсд} = \frac{I_{нсд}}{I_{ном.сд}}$</p>	$X_{г} = X_{*д}'' \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.г}}$
Асинхронний двигун	$X_{*б.ад} = X_{*ад}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.ад}}$ <p>де $X_{*ад}'' \approx \frac{1}{I_{*пад}}$, $I_{*пад} = \frac{I_{пад}}{I_{ном.ад}}$</p>	$X_{ад} = \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.ад}}$
Реактор	$X_{*б.р} = \frac{X_{ном.р} \%}{100} \frac{I_{б} U_{ном.р}}{I_{ном.р} U_{cp}}$ <p>де $X_{ном.р} \% / 100 = X_{*ном.р}$</p>	$X_{р} = \frac{X_{ном.р} \%}{100} \frac{U_{cp.б}^2}{\sqrt{3} I_{ном.р} U_{cp}}$
Двообмотковий трансформатор	$X_{*б.тр} = \frac{U_{к} \%}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном.тр}}$	$X_{тр} = \frac{U_{к} \%}{100} \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.тр}}$
Лінія електропередачі	$X_{*б.л} = x_0 l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}$	$X_{л} = x_0 l \frac{U_{cp.б}}{U_{cp}^2}$
Система або вимикач	$X_{*б.с} = \frac{S_{б}}{S_{кз.с}}$ <p>або $X_{*б.с} = \frac{S_{б}}{S_{ном.вим}}$</p>	$X_{с} = \frac{U_{cp.б}^2}{S_{кз.с}}$ <p>або $X_{с} = \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.вим}}$</p>

Після визначення відносних опорів схеми заміщення СЕП черговим етапом розрахунку струмів КЗ є спрощення розрахункової схеми та приведення її до такого радіально-променевого вигляду, коли від розрахункової точки КЗ повинно відходити декілька променів, кожний з яких має закінчуватись еквівалентним генератором.

При перетворенні схеми потрібно використовувати відомі вирази з курсу ТОЕ для послідового та паралельного з'єднання елементів, а також вирази для перетворення трикутника в еквівалентну зірку та навпаки, вирази для перетворення багато-променевої зірки в повнокутний багатокутник з діагоналями. Так, наприклад, якщо опори пліч трикутника позначити як X_{AB} , X_{BC} , X_{CA} , а опори променів зірки як X_A , X_B , X_C , то вирази для переходу від трикутника до трипроменевої зірки мають такий вигляд:

$$X_A = \frac{X_{AB}X_{CA}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}; \quad X_B = \frac{X_{AB}X_{BC}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}; \quad X_C = \frac{X_{BC}X_{CA}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}$$

і навпаки,

$$X_{AB} = X_A + X_B + \frac{X_A X_B}{X_C}; \quad X_{BC} = X_B + X_C + \frac{X_B X_C}{X_A};$$

$$X_{CA} = X_C + X_A + \frac{X_C X_A}{X_B}.$$

При переході від n -променевої зірки з опорами у променях X_A , X_B , X_C , $X_D \dots X_n$ до багатокутника з діагоналями опори пліч цього багатокутника X_{AB} , X_{AC} , X_{AD} , $X_{BC} \dots$ визначаються з виразів

$$X_{AB} = X_A X_B \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right);$$

$$X_{AC} = X_A X_C \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right); \quad (1.64)$$

.....

$$X_{BC} = X_B X_C \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right).$$

При послідовному з'єднанні n -опорів загальний (еквівалентний) опір дорівнює

$$X_e = X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n. \quad (1.65)$$

При паралельному з'єднанні n -опорів еквівалентний опір дорівнює

$$X_e = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \dots + \frac{1}{X_n}}. \quad (1.66)$$

При паралельному з'єднанні n -гілок, у кожній з яких є джерело ЕРС, тобто для радіально-променевої схеми, еквівалентна ЕРС визначається з виразу

$$E_e = \left(\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \dots + \frac{E_n}{X_n} \right) X_e. \quad (1.67)$$

Якщо для СЕП, що проектується, передбачено, крім живлення від власних генераторів, живлення ще й від зовнішнього джерела (мережі), тоді напругу на затискачах енергосистеми можна вважати незмінною, а саме джерело вважати джерелом необмеженої потужності. Слід пам'ятати, що при розрахунках струмів КЗ завжди систему необмеженої потужності потрібно виділяти в окремий промінь розрахункової схеми, для якого розрахунок має власні особливості. У даному випадку для визначення струму КЗ потрібно знати значення напруги на шинах джерела необмеженої потужності U_c та еквівалентний опір СЕП X_e від шин джерела необмеженої потужності до точки КЗ. Струм усталеного КЗ I_∞ при живленні від джерела необмеженої потужності визначається для опорів, які виражені в омах, з виразу

$$I_\infty = \frac{U_c}{\sqrt{3}X_e}, \quad (1.68)$$

а для опорів, які визначені у відносних одиницях, з виразу

$$I_\infty = I \cdot I_\delta = \frac{U_{*\delta}}{X_{*\delta}} \frac{S_\delta}{\sqrt{3}U_\delta}. \quad (1.69)$$

Після того як усі еквівалентні опори та ЕРС знайдені у всіх променях спрощеної розрахункової схеми, визначається струм у точці КЗ. Для цього визначають відносний струм I_{*i} в кожному промені приведеної радіально-променевої схеми, крім променя, який пов'язаний з системою необмеженої потужності, з виразу

$$I_{*i} = \frac{E_{*i}}{X_{*\delta i}}, \quad (1.70)$$

де E_{*i} – ЕРС, яка діє в i -му промені радіально-променевої схеми та приведена до базисних умов;

X_{*i} – приведений базисний опір i -го променя.

Коли в i -му промені джерелами ЕРС E_{*i} є синхронний генератор, синхронний компенсатор, синхронний або асинхронний двигуни, тоді при розрахунку значення струму КЗ враховуються їхні надперехідні електрорушійні сили E'' та надперехідні опори X_d'' , які мають такі розрахункові усереднені значення:

- для синхронних турбогенераторів – $E''=1,08$, $X_d''=0,125$;
- для синхронних компенсаторів – $E''=1,2$, $X_d''=0,2$;
- для синхронних двигунів – $E''=1,1$, $X_d''=0,2$;
- для асинхронних двигунів – $E''=0,9$, $X_d''=0,2$;
- для узагальненого навантаження – $E''=0,85$, $X_d''=0,35$;
- для дизель-генераторів з демпферними обмотками – $E''=1,12$, $X_d''=0,2$.

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ I_{no} визначається підсумовуванням значень струмів у променях радіально-променевої схеми зі струмом усталеного КЗ від джерела необмеженої потужності

$$I_{no} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} \sum_{i=1}^n I_{*i} + I_{\infty}. \quad (1.71)$$

Початкове значення аперіодичної складової i_{ao} трифазного КЗ визначається як

$$i_{ao} = \sqrt{2}I_{no}. \quad (1.72)$$

Значення аперіодичної складової струму i_{at} трифазного КЗ для довільного моменту часу t визначається з виразу

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{no} e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (1.73)$$

де $T_a = x/(r\omega)$ – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, с, де x , r – реактивний та активний опір кола від джерела до точки КЗ; ω – кутова частота напруги джерела.

Ударний струм короткого замикання i_y має місце за 0,01 с після моменту виникнення КЗ, тому його визначають як

$$i_y = \sqrt{2}I_{no} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) = \sqrt{2}K_y I_{no}, \quad (1.74)$$

де $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ – ударний коефіцієнт.

У мережах напругою вище 1000 В, у яких переважають електроустановки з індуктивним опором, середнє значення $T_a=0,05$ с, тому $K_y=1,8$. При КЗ на шинах підстанцій 110-220 кВ $K_y \approx 1,8$; на шинах підстанцій 10-35 кВ $K_y \approx 1,49$; а в мережах напругою 10 кВ на шинах приоб'єктних підстанцій і в мережі напругою 0,4 кВ $K_y \approx 1,2$.

Слід підкреслити, що при проектуванні СЕП напругою до 1000 В до розрахункової схеми заміщення вводяться як індуктивні, так і активні опори елементів. Вони підсумовуються окремо, а повний опір визначається як

$$Z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}. \quad (1.75)$$

При розрахунку несиметричних КЗ здійснюється розрахунок струмів КЗ прямої, зворотної та нульової послідовностей з використанням методу М. М. Шадріна. Ці розрахунки потрібні для проектування та налагодження релейних захистів від несиметричних КЗ і не потрібні для вибору силового обладнання СЕП, тому в даному посібнику не розглядаються.

Кінцеве значення струму КЗ може бути визначене як аналітичним методом, так і за допомогою спеціальних розрахункових кривих, наведених на рис. 1.3, 1.4. Метод розрахункових кривих дозволяє визначити значення відносної періодичної складової струму КЗ I_{*nt} залежно від відносного розрахункового опору X_{*p} та часу t від моменту виникнення КЗ. Відносна періодична складова струму КЗ I_{*nt} дорівнює відношенню діючого значення струму КЗ для будь-якого моменту часу I_{nt} до базисного струму I_{σ} :

$$I_{*nt} = I_{nt} / I_{\sigma}. \quad (1.76)$$

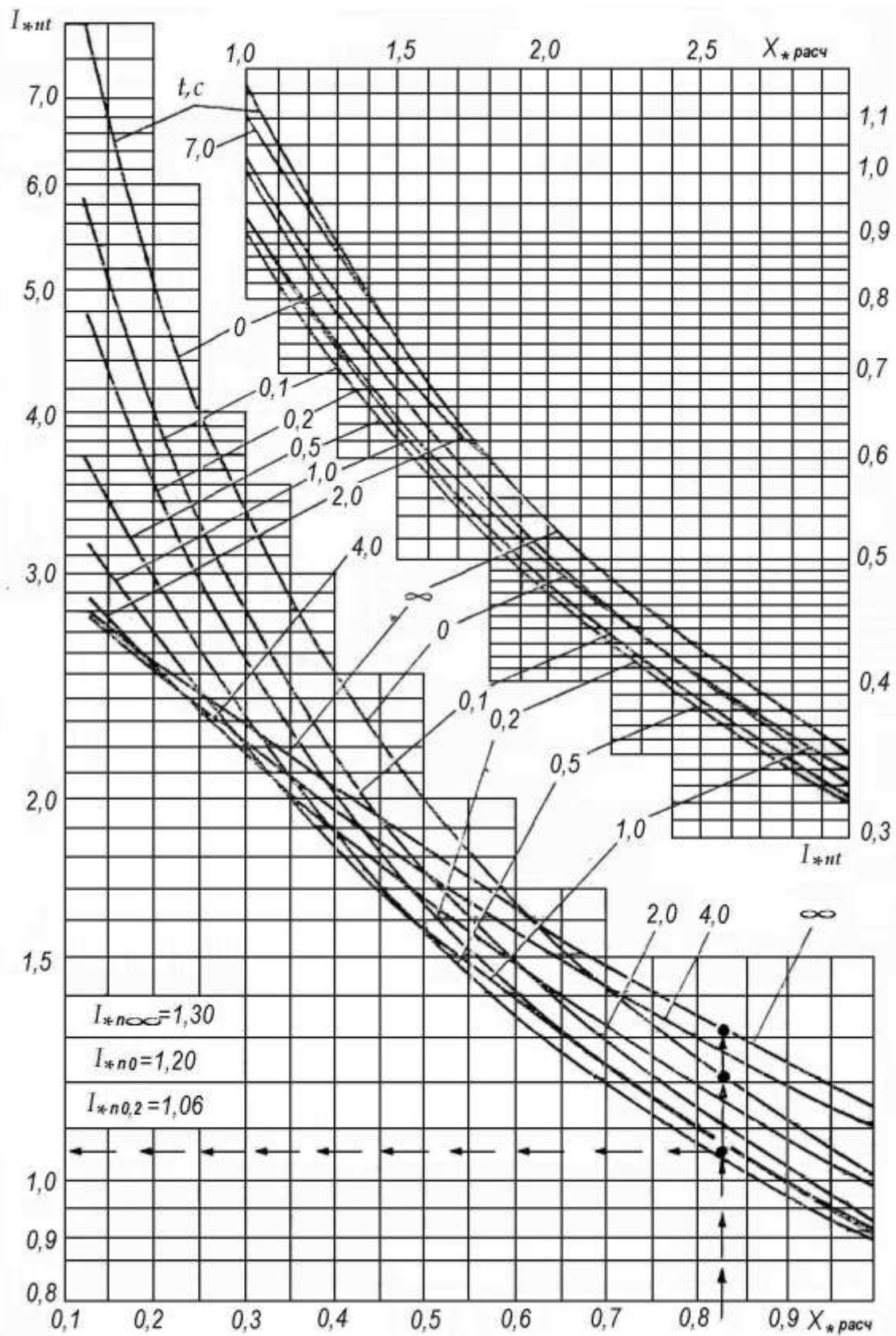


Рис. 1.3. Розрахункові криві для турбогенераторів з автоматичним регулюванням напруги

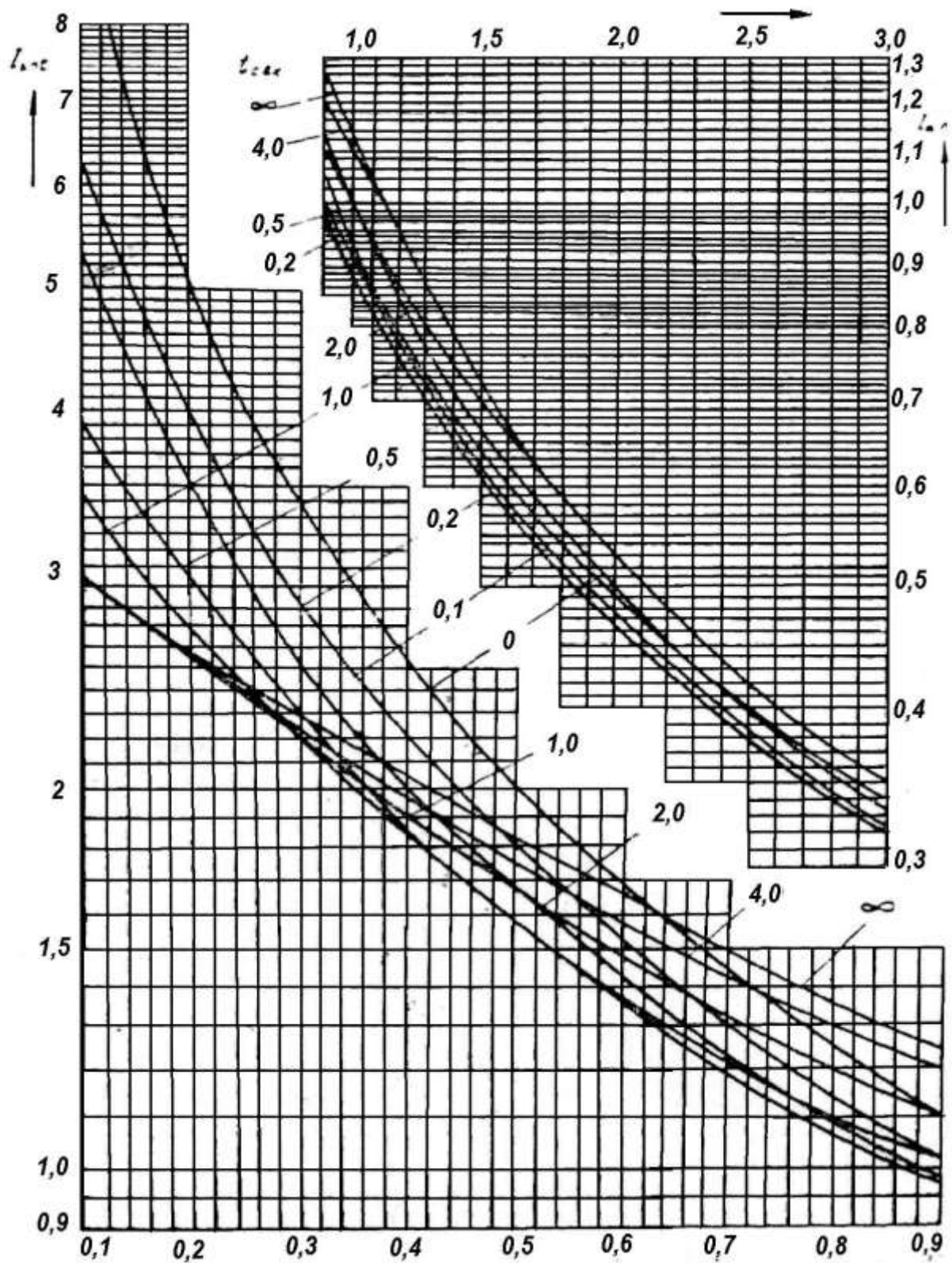


Рис. 1.4. Розрахункові криві для дизель-генераторів з автоматичним регулюванням напруги

Розрахункові криві побудовані для окремого генератора, який живить точку КЗ через той або інший опір. Кожна крива відповідає визначеному моменту часу. Дані криві викреслені при припущенні, що до моменту КЗ генератори працювали з номінальним навантаженням при $\cos\varphi = 0,8$ і мали номінальне значення напруги на власних затискачах. Ці ж криві застосовують для визначення відносної періодичної складової струму КЗ, коли точку КЗ живлять декілька генераторів, з використанням розрахункових кривих тих типів генераторів, сумарна потужність яких найбільша.

Розрахунок струмів КЗ з використанням розрахункових кривих може бути здійсненим як з урахуванням індивідуальних змін, так і з урахуванням тільки загальних змін, тобто з урахуванням або без урахування впливу окремих джерел живлення точки КЗ на підсумкове значення струму КЗ, які знаходяться в різних умовах відносно неї. Перший спосіб більш точний, але потребує більше часу для розрахунку. Відносну періодичну складову струму КЗ для часу $t < 0,1$ с визначають за допомогою кривої для моменту часу $t = 0$.

Розрахункові криві побудовані до значення $X_{*p} = 3$. Якщо $X_{*p} > 3$, то це означає значну електричну відстань точки КЗ від джерела (або джерел). У такому випадку періодична складова практично незмінна, тому струми КЗ визначають так само, як і при живленні від джерела необмеженої потужності.

Розрахунок струмів трифазного КЗ здійснюється для максимального та мінімального режимів. Струм КЗ максимального режиму використовуються для вибору струмоведучих частин та апаратури електроустановок, а струми мінімального режиму – при розрахунку релейного захисту.

Розрахункову схему мінімального режиму складають з використанням розрахункової схеми максимального режиму виключенням з неї деяких паралельних елементів кіл, які можуть бути в дійсності вилучені зі схеми при деяких режимах роботи СЕП. Нижче наводиться приклад розрахунку початкового надперехідного струму КЗ у точці K для схеми СЕП, яка зображена на рис. 1.5, аналітичним методом і за методом розрахункових кривих.

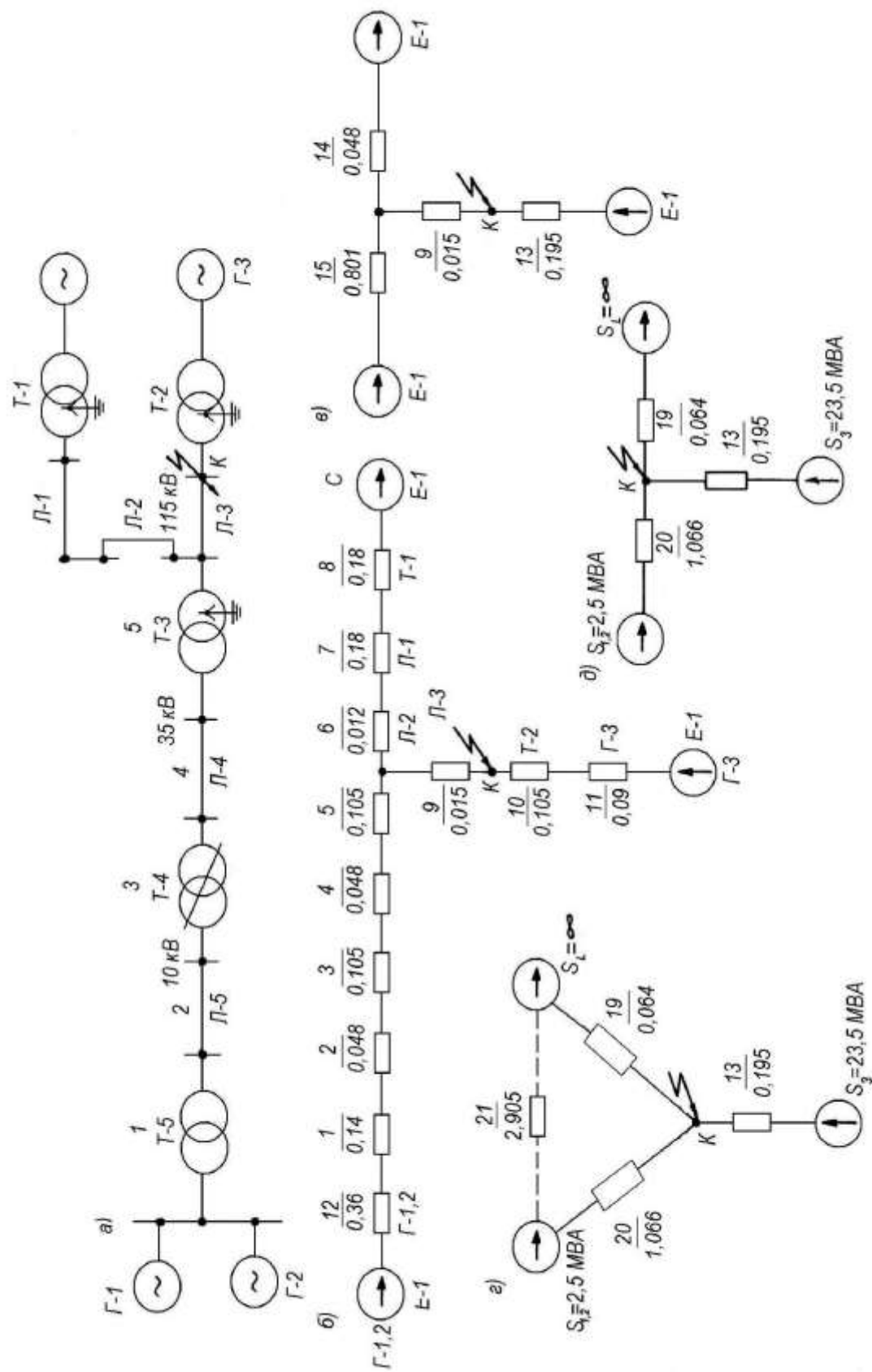


Рис. 1.5. Схема до прикладу розрахунку струмів КЗ

Елементи схеми СЕП мають такі дані:

$\Gamma-1, \Gamma-2$ – дизель-генератор: $P=1$ МВт; $\cos\varphi = 0,8$; $X_d'' = 9\%$;

$T-5$ – силовий трансформатор: $S=4$ МВА; $U_k = 6,5 \%$;

$L-5$ – кабельна лінія електропередачі: $l = 6$ км; $x_0 = 0,08$ Ом/км;

$T-4$ – силовий трансформатор: $S=10$ МВА; $U_k = 10,5 \%$;

$L-4$ – повітряна лінія електропередачі: $l = 15$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$T-3$ – силовий трансформатор: $S=10$ МВА; $U_k = 10,5 \%$;

$L-3$ – повітряна лінія електропередачі: $l = 50$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$T-2$ – силовий трансформатор: $S=10$ МВА; $U_k = 10,5 \%$;

$\Gamma-3$ – генератор: $P=20$ МВт; $\cos\varphi = 0,85$; $X_d'' = 21\%$;

$L-2$ – повітряна лінія електропередачі: $l = 40$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$L-1$ – повітряна лінія електропередачі: $l = 60$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$T-1$ – силовий трансформатор: $S=60$ МВА; $U_k = 10,8 \%$;

C – система: $S = \infty$, $x = 0$.

Спочатку вибираємо базисні величини

$$S_{\bar{\sigma}} = 10 \text{ МВА}; \quad U_{\bar{\sigma}} = U_{cp} = 115 \text{ кВ}; \quad I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 50 \text{ А}.$$

Потім складаємо схему заміщення для максимального режиму (рис. 1.5, б), нумеруємо кожний елемент схеми, визначаємо їхні опори відносно базисної потужності та надписуємо ці значення над кожним елементом схеми заміщення:

$$x_1 = X_{*\bar{\sigma}T-5} = \frac{U_k \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10}{4} = 0,14;$$

$$x_2 = X_{*\bar{\sigma}L-5} = x_0 l_5 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,08 \cdot 6 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,048;$$

$$x_3 = X_{*\bar{\sigma}T-4} = \frac{U_k \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105;$$

$$x_4 = X_{*\bar{\sigma}L-4} = x_0 l_4 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(35 \cdot 10^3)^2} = 0,048;$$

$$x_5 = X_{*\bar{\sigma}T-3} = \frac{U_k \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105;$$

$$x_6 = X_{*\bar{\sigma}L-2} = x_0 l_2 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,012;$$

$$x_7 = X_{*\delta L-1} = x_0 I_1 \frac{S_{\delta}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,018;$$

$$x_8 = X_{*\delta T-1} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\delta}}{100 S_H} = \frac{10,8 \cdot 10}{100 \cdot 60} = 0,018;$$

$$x_9 = X_{*\delta L-3} = x_0 I_3 \frac{S_{\delta}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,015;$$

$$x_{10} = X_{*\delta T-2} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\delta}}{100 S_H} = \frac{10,5 \cdot 10}{100 \cdot 10} = 0,105;$$

$$x_{11} = X_{*\delta \Gamma-3} = \frac{X_d'' S_{\delta}}{100 S_{H\Gamma-3}} = \frac{X_d'' S_{\delta} \cos \varphi}{100 P_{H\Gamma-3}} = \frac{21 \cdot 10 \cdot 0,85}{100 \cdot 20} = 0,09;$$

$$x_{12} = X_{*\delta \Gamma-1,2} = \frac{X_d'' S_{\delta}}{100 S_{H\Gamma-1,2}} = \frac{X_d'' S_{\delta} \cos \varphi}{100 P_{H\Gamma-1,2}} = \frac{9 \cdot 10 \cdot 0,8}{100 \cdot (1+1)} = 0,36.$$

Далі виконуємо перетворення схеми заміщення шляхом підсумовування послідовно з'єднаних опорів. Після таких перетворень схема заміщення набуває вигляду рис. 1.5, в.

При цьому

$$x_{13} = x_{10} + x_{11} = 0,105 + 0,09 = 0,195;$$

$$x_{14} = x_6 + x_7 + x_8 = 0,012 + 0,018 + 0,018 = 0,048;$$

$$x_{15} = x_{12} + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 = 0,36 + 0,14 + 0,048 + 0,105 + 0,048 + 0,105 = 0,801.$$

У зв'язку з тим що відносний опір (x_{14}) кола, який з'єднує джерела необмеженої потужності з точкою КЗ, значно менший за відносний опір (x_{15}), який з'єднує джерела обмеженої потужності з тією самою точкою, вплив складової струму КЗ від джерела обмеженої потужності не внесе значної зміни в розрахунки. У даному випадку подальші перетворення схеми заміщення (рис. 1.5, в) до схеми з одним променем здійснюються так:

$$x_{16} = \frac{x_{15} x_{14}}{x_{15} + x_{14}} = \frac{0,801 \cdot 0,048}{0,801 + 0,048} = 0,046;$$

$$x_{17} = x_{16} + x_9 = 0,046 + 0,015 = 0,061;$$

$$x_{18} = x_{*\Sigma} = \frac{x_{17} x_{13}}{x_{17} + x_{13}} = \frac{0,061 \cdot 0,195}{0,061 + 0,195} = 0,047.$$

Тоді приблизна періодична складова струму КЗ у момент його виникнення аналітичним методом визначається як:

$$I_{\kappa}'' = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{X_{*\Sigma}} = \frac{50}{0,047} = 1064 \text{ A.}$$

Для порівняння здійснимо розрахунок струму КЗ в цій точці за допомогою розрахункових кривих. Для цього спочатку зірку з променями x_9 , x_{14} , x_{15} перетворимо у трикутник і визначимо опори його сторін (рис. 1.5, з):

$$x_{19} = x_{14} + x_9 + \frac{x_{14}x_9}{x_{15}} = 0,048 + 0,015 + \frac{0,048 \cdot 0,015}{0,801} = 0,064;$$

$$x_{20} = x_{15} + x_9 + \frac{x_{15}x_9}{x_{14}} = 0,801 + 0,015 + \frac{0,801 \cdot 0,015}{0,048} = 1,066;$$

$$x_{21} = x_{15} + x_{14} + \frac{x_{15}x_{14}}{x_9} = 0,801 + 0,048 + \frac{0,801 \cdot 0,048}{0,015} = 2,905.$$

Коло з опором x_{21} (рис. 1.5, з) характеризує перетікання струму між джерелами $S_{1,2}$ та S_4 , тобто між дизель-генераторами $\Gamma-1$, $\Gamma-2$ та шинами джерела необмеженої потужності. При розрахунку струмів КЗ приймається, що весь струм тече до місця КЗ, тобто перетіканням струму нехтують. При такому допущенні можна вважати, що $x_{21} = \infty$, і схема заміщення має вигляд трипроменевої зірки з точкою КЗ у центрі (рис. 1.5, д), тобто потрібний для розрахунку вигляд. Для даної схеми складова струму КЗ у промені необмеженої потужності визначається аналітичним методом:

$$I_{\kappa S4} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{x_{19}} = \frac{50}{0,064} = 781 \text{ A.}$$

Струми у променях з обмеженою потужністю визначимо за допомогою розрахункових кривих. При цьому припустимо, що всі генератори однотипні (що не зовсім відповідає дійсності, адже дизель-генератори, турбогенератори та гідрогенератори мають різні розрахункові криві). Спочатку приведемо до базисних умов відносний опір x_{20} кола (променя) з дизель-генераторами $\Gamma-1$, $\Gamma-2$ ($S_{1,2}$):

$$x_{\text{розр.20}} = x_{20} \frac{S_{1,2}}{S_{\bar{\sigma}}} = 1,066 \cdot \frac{2,5}{10} = 0,267.$$

За допомогою розрахункових кривих (рис. 1.4) знаходимо відносну періодичну складову струму КЗ на момент його виникнення, тобто при значенні $t=0$: $I_{*nt} = 3,7$. Перераховуємо відносний струм даного променя в іменовані одиниці, тобто в ампери:

$$I_{ном.S1,2} = \frac{S_{1,2}}{\sqrt{3}U_{\phi}} = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 12,5 \text{ А};$$

$$I''_{S1,2} = I_{ном.S1,2} I_{*nt} = 12,5 \cdot 3,7 = 46 \text{ А}.$$

Проводимо такі самі операції для променя з генератором Г-3 (S_3):

$$x_{розр.13} = x_{13} \frac{S_3}{S_{\phi}} = 0,195 \cdot \frac{23,5}{10} = 0,46.$$

Знаходимо

$$I_{*nt} = 2,15.$$

$$I_{ном.S3} = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_{\phi}} = \frac{23,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 117 \text{ А};$$

тоді $I''_{S3} = I_{ном.S3} I_{*nt} = 117 \cdot 2,15 = 252 \text{ А}$.

Періодична складова струму КЗ в точці K у початковий момент визначається шляхом визначення суми струмів усіх променів:

$$I''_{ко} = I''_{коS1,2} + I''_{коS3} + I_{кS4} = 46 + 252 + 781 = 1079 \text{ А}.$$

Таким чином, розрахунки струму КЗ аналітичним методом і за допомогою розрахункових кривих мають достатньо близькі кінцеві результати розрахунку.

Перелік питань для перевірки

1. Поясніть, як здійснюється розроблення техніко-економічного обґрунтування перед проектуванням нових і реконструюванням діючих підстанцій.

2. Як виконується вибір напруги живильних і розподільних мереж?

3. Як будується електрична розподільна мережа залежно від територіального розташування навантажень, їхньої потужності, категорювання?

4. Поясніть побудову графіка навантажень підстанції.

5. Як здійснюється вибір кількості та потужності трансформаторів на підстанціях?

6. Поясніть особливості вибору перерізу проводів і кабелів тягової мережі електрифікованих залізниць.

7. З якою метою здійснюється розрахунок струмів КЗ у СЕП?

8. Як здійснюється вибір джерел живлення власних потреб тягових підстанцій?

9. Поясніть розрахунок струмів КЗ з використанням розрахункових кривих.

10. Поясніть складання розрахункової схеми в однофазному виконанні для розрахунку максимальних струмів КЗ при виборі основного обладнання або для розрахунку мінімальних струмів КЗ при проектуванні релейного захисту.

Розділ 2

ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТЯГИ

2.1. Споживання і покриття потреб району в активній потужності

Розглянемо споживання активної потужності в мережі для періоду найбільших навантажень. Це споживання складається з навантажень знижувальних підстанцій (ПС), втрат потужності в лініях і знижувальних трансформаторів мережі. При визначенні одночасно споживаної активної потужності враховують можливість розбіжності в часі доби найбільших навантажень окремих пунктів. Орієнтовно можна вважати, що одночасно споживана активна потужність становить близько 90 % суми заданих найбільших навантажень кожного з пунктів. Тому коефіцієнт різночасності максимумів активних навантажень $K_{рма}$ приймаємо рівним 0,9.

Сумарні втрати активної потужності в лініях і трансформаторах проекрованої мережі ($\sum \Delta P_{lj} + \sum \Delta P_{mi}$) умовно приймаємо рівними 6 % суми заданих найбільших навантажень ПС.

Активну потужність енергосистеми, що видається в проектовану мережу, наближено можна визначити за виразом

$$\sum P_z = K_{рма} \sum P_{mi} + \sum \Delta P_{lj} + \sum \Delta P_{mi}. \quad (2.1)$$

У тому випадку, якщо в якості центру живлення (ЦП) використовується електростанція, то при оцінюванні необхідної активної потужності генераторів системи для проекрованої мережі додатково враховують потужності резерву і власних потреб електростанцій. Ці потужності разом складають приблизно 20 % сумарної активної потужності, що видається в мережу, і визначаються з урахуванням коефіцієнта резервування ($K_{рез} = 1,2$) за формулою

$$\sum P_z = K_{рез} (K_{рма} \sum P_{mi} + \sum \Delta P_{lj} + \sum \Delta P_{mi}). \quad (2.2)$$

Припускаємо, що встановлена потужність генераторів енергосистеми достатня для покриття потреб проекрованої системи електропостачання району в активній потужності.

Приклад 1. Для проектування електропостачання промислового району з п'ятьма знижувальними ПС необхідно зробити попереднє оцінювання споживання активної потужності районом енергосистеми від ЦП.

Навантаження ПС: $P_{n1} = 45,6$ МВт; $P_{n2} = 25,7$ МВт; $P_{n3} = 15,6$ МВт; $P_{n4} = 5,8$ МВт; $P_{n5} = 7,3$ МВт.

Орієнтовна величина втрат активної потужності

$$\sum \Delta P_{лi} + \sum \Delta P_{mi} = 0,06 \cdot (45,6 + 25,7 + 15,6 + 5,8 + 7,3) = 6 \text{ МВт.}$$

Енергосистема в режимі найбільших навантажень видає в промисловий район $\sum P_c = 0,9 \cdot 100 + 6 = 96$ МВт.

2.2. Споживання і покриття потреб району в реактивній потужності. Попередній розрахунок потужності компенсувальних пристроїв

Орієнтовний розрахунок потужності компенсувальних пристроїв (КП) в проектованій мережі на основі наближеного оцінювання можливих складових балансу реактивної потужності рекомендується виконувати до вибору схеми електричної мережі. Це обумовлено тим, що КП змінюють реактивну складову навантаження, отже і повну потужність, споживану з мережі ПС. Останнє може вплинути на переріз проводів ПЛ, номінальні потужності трансформаторів, втрати напруги, потужності і енергії в мережі та, як результат, на правильність рішення щодо вибору оптимального варіанта мережі.

Необхідна реактивна потужність проектованої мережі визначається реактивними навантаженнями ПС і втратами реактивної потужності в елементах мережі для періоду найбільших навантажень. При проектуванні умовно приймають збіг за часом періодів споживання найбільших активних і реактивних навантажень. У середньому генератори електростанцій забезпечують близько 60 % споживання реактивної потужності в енергосистемі. Близько 20 % генерують лінії високої та надвисокої напруги. У якості додаткових джерел реактивної потужності використовують КП: синхронні компенсатори і батареї конденсаторів.

Баланс реактивної потужності в проєктованій мережі встановлюється рівнянням

$$\sum Q_z + \sum Q_k + \sum Q_{cj} = K_{рмр} \cdot \sum Q_{ni}'' + \sum \Delta Q_{mi} + \sum \Delta Q_{lj}, \quad (2.3)$$

де $\sum Q_z$ – генерована енергосистемою реактивна потужність;

$\sum Q_k$ – сумарна потужність компенсувальних пристроїв;

$\sum Q_{cj}$ – сумарна зарядна потужність ліній;

$\sum Q_{ni}''$ – сумарне реактивне навантаження всіх ПС;

$\sum \Delta Q_{mi}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах ПС;

$\sum \Delta Q_{lj}$ – сумарні втрати реактивної потужності ліній;

$K_{рмр}$ – коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень, що дорівнює 0,95.

Можливість енергосистеми щодо забезпечення району реактивною потужністю визначають як

$$\sum Q_z = \sum P_z \cdot tg \varphi_z, \quad (2.4)$$

де $tg \varphi_z$ – коефіцієнт реактивної потужності, що відповідає заданому $cos \varphi_z$.

Визначаємо найбільше реактивне навантаження на нижчому боці кожної з підстанцій:

$$\sum Q_{ni}'' = \sum P_{ni} \cdot tg \varphi_i, \quad (2.5)$$

де $tg \varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності ПС, що відповідає заданому $cos \varphi_i$.

Реактивну потужність, що генерується ПЛ, $\sum Q_{cj}$ при попередніх розрахунках можна оцінювати для одноколових ліній 110 кВ рівним 30 кВАр/км і для 220 кВ – 130 кВАр/км.

Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ПЛ $\sum \Delta Q_{lj}$ наближено можуть бути знайдені за величиною модуля повної переданої по лінії потужності. Для ПЛ 110 кВ вони орієнтовно складають 4–6 % повної потужності, а для ПЛ 220 кВ – відповідно 15–20 %.

Для наближеного оцінювання балансу реактивної потужності вважаємо, що генерація і втрати реактивної потужності в лініях 110 кВ приблизно дорівнюють $\sum Q_{cj} \approx \sum \Delta Q_{lj}$. Втрати в трансформаторах (автотрансформаторах) приймаємо рівними 10 % повної потужності навантаження і визначаємо їх за виразом

$$\sum Q_{mi} = 0,1 \cdot \sqrt{(\sum P_{ni})^2 + (\sum Q_{ni}'')^2}. \quad (2.6)$$

Потужність КП, необхідних до установлення в мережі для забезпечення балансу реактивної потужності, знаходимо на підставі рівняння (2.3) з урахуванням прийнятих припущень:

$$\sum Q_{\kappa} = K_{\rho mp} \cdot \sum Q_{ni}'' + \sum \Delta Q_{mi} - \sum \Delta Q_{lj}. \quad (2.7)$$

Від'ємне значення покаже на відсутність необхідності в КП. При додатному значенні розрахунок потужності КП на підстанціях $\sum Q_{ki}$ відповідає умові рівності середніх значень коефіцієнта потужності у вузлах мережі, для чого необхідне визначення балансного коефіцієнта реактивної потужності навантаження за формулою

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{\sum Q_{ni}'' - \sum Q_{\kappa}}{\sum P_{ni}}, \quad (2.8)$$

де $\varphi_{\text{бал}}$ – кут трикутника сумарних потужностей усіх ПС після установлення КП.

Розрахункову потужність КП у кожному пункті живлення (на кожній ПС) визначають за виразом

$$Q_{ki}^p = P_{ni} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}}). \quad (2.9)$$

Для компенсації реактивної потужності можна використувати батареї конденсаторів типів КСКГ-1,05-125 і КС2-1,05-60, потужністю відповідно 6,5 та 3,2 МВАр кожна при напрузі 10 кВ.

З огляду на те, що в режимі зимового максимуму навантажень за умовами зустрічного регулювання напруга на нижчому боці ПС повинна не менш ніж на 5 % перевищувати

номінальне значення, потужність кожної зі встановлених батарей КП можна визначити за формулою

$$Q_{ki} = Q_{ki.ном} \cdot (U / U_{ном})^2, \quad (2.10)$$

де $Q_{ki.ном}$ – потужність прийнятих типів батарей конденсаторів при номінальній напрузі;

U – фактична напруга в місці установаження КП;

$U_{ном}$ – номінальна напруга батарей КП.

Фактична потужність КП, встановлених на кожній з ПС, визначається як

$$Q_{ki}^{\phi} = \sum_{i=1}^n (Q_{ki} \cdot N_i), \quad (2.11)$$

де n – кількість ПС;

N_i – кількість КП кожного з типів на кожній ПС.

Після установаження на підстанціях компенсуючих пристроїв зміниться і величина споживаної на них реактивної потужності. Для визначення найбільшого реактивного і повного навантаження на нижчому боці підстанцій скористаємося виразами

$$Q_{ni} = Q_{ni}'' - Q_{ki}^{\phi}; \quad (2.12)$$

$$S_{ni} = \sqrt{P_{ni}^2 + Q_{ni}^2}. \quad (2.13)$$

Отримані дані навантаження ПС вносимо до табл. 2.1.

У попередніх розрахунках допускається облік КП за їхньою розрахунковою потужністю Q_{ki}^p без прив'язки до конкретних пристроїв. При цьому підході у формулі (2.12) замість Q_{ki}^{ϕ} треба підставити Q_{ki}^p , а з табл. 2.1 виключити рядки 6, 7, 8. Обидва підходи мають свої переваги і недоліки.

Перший, більш складний, точніше враховує навантаження на ПС, але розподіл КП не прив'язаний до проектованої мережі та її режимів, оскільки вони ще відсутні на цій стадії проектування. При подальшому проектуванні може виникнути потреба перерозподілу КП.

Другий підхід простіше. КП розподіляють після вибору схеми мережі та розрахунку режимів. При цьому можливі помітні зміни поточкорозподілу і напруг у вузлах після розстановлення реальних КП. У такому випадку потрібен перерахунок ustalених режимів.

Приклад 2. Скласти попередній баланс реактивних потужностей, вибрати КП, визначити навантаження підстанцій з урахуванням КП. Дані для розрахунку реактивних потужностей:

$$\cos \varphi_2 = 0,9; \quad \cos \varphi_1 = 0,83; \quad \cos \varphi_2 = 0,84; \quad \cos \varphi_3 = 0,83; \\ \cos \varphi_4 = 0,85; \quad \cos \varphi_5 = 0,8.$$

Таблиця 2.1

Навантаження підстанцій з урахуванням потужності
компенсувальних пристроїв

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція		
				1	...	N
1	2	3	4	5	6	7
1	Найбільше активне навантаження на нижчому боці підстанцій	МВт	P_{ni}			
2	Коефіцієнт потужності навантаження		$\cos \varphi_i$			
3	Коефіцієнт реактивної потужності навантаження		$tg \varphi_i$			
4	Найбільше реактивне навантаження на нижчому боці підстанцій	МВАр	Q_{ni}''			
5	Розрахункова потужності КП на ПС	МВАр	Q_{ki}^p			
6	Кількість і потужність батарей конденсаторів типу КС 2-1,05-60	МВАр	$\frac{N_{КС2}}{Q_{КС2}}$			
7	Кількість і потужність батарей конденсаторів типу КСКГ-1,05-125	МВАр	$\frac{N_{КСКГ}}{Q_{КСКГ}}$			
8	Фактична потужність КП на ПС	МВАр	Q_{ki}^ϕ			

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7
9	Найбільше реактивне навантаження на нижчому боці ПС з урахуванням потужності КП	МВАр	Q_{ni}			
10	Найбільше повне навантаження на нижчому боці ПС з урахуванням потужності КП	МВА	S_{ni}			

Реактивну потужність, яку видає ЦП, визначаємо за формулою (2.4). Коефіцієнт реактивної потужності знаходимо за тригонометричною формулою

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2}}{\cos \varphi_2}; \quad \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} = 0,48.$$

$$\Sigma Q_2 = 96 \cdot 0,48 = 46,08 \text{ МВАр.}$$

Найбільші реактивні навантаження ПС на боці низької напруги знаходимо за формулою (2.5), наприклад для ПС1

$$Q_{n1}'' = 45,6 \cdot 0,698 = 31,83 \text{ МВАр,}$$

де підставлено $\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,82^2}}{0,82} = 0,698$.

Зробимо попереднє оцінювання потужності КП, виберемо підстанції, на яких доцільне їх установлення, і типи батарей конденсаторів, визначимо реактивні і повні навантаження на нижчому боці кожної з підстанцій з урахуванням КП.

Сумарні реактивні навантаження всіх підстанцій дорівнюють:

$$Q_{n1}'' = 31,83 + 17,27 + 10,8 + 3,6 + 5,48 = 68,25 \text{ МВАр.}$$

За формулою (2.6) визначаємо орієнтовну величину втрат реактивної потужності в трансформаторах:

$$\Sigma \Delta Q_{mi} = 0,1 \sqrt{100^2 + 68,25^2} = 12,11 \text{ МВАр.}$$

Необхідну сумарну потужність КП визначаємо за формулою (2.7):

$$\Sigma Q_{ki} = 0,95 \cdot 68,25 + 12,11 - 46,08 = 30,87 \text{ МВАр.}$$

Визначаємо величину балансового коефіцієнта реактивної потужності за формулою (1.8):

$$\text{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{68,25 - 30,87}{100} = 0,3738.$$

Розрахункову потужність КП у кожному пункті споживання знаходимо за виразом (2.9), наприклад для ПС1

$$Q_{ki}^p = 45,6 \cdot (0,698 - 0,374) = 14,78 \text{ МВАр.}$$

Розподіл КП за ПС проводимо залежно від їхньої розрахункової потужності. Для компенсації реактивної потужності необхідно використати чотири батареї конденсаторів типу КСКГ-1,05-125 та одну батарею конденсаторів типу КС2-1,05-60 (табл. 2.2). З огляду на те, що напруга на боці нижчої напруги ПС в режимі зимового максимуму навантажень буде на 5 % перевищувати номінальне значення, визначимо потужність відповідних КП за формулою (2.10):

$$Q_{\text{КСКГ}} = 6,5 \cdot \left(\frac{10,5}{10}\right)^2 = 7,2 \text{ МВАр;}$$

$$Q_{\text{КС2}} = 3,2 \cdot \left(\frac{10,5}{10}\right)^2 = 3,5 \text{ МВАр.}$$

При цьому сумарна потужність КП складе 32,3 МВАр, що незначно перевищує необхідну величину (30,87 МВАр).

За формулою (2.11) визначаємо фактичну потужність КП на кожній ПС:

$$Q_{k1}^{\phi} = 2 \cdot 7,2 = 14,4 \text{ МВАр.}$$

Після установаження на підстанціях КП зміниться і величина споживаної на них реактивної потужності. Для визначення найбільшого реактивного і повного навантаження на нижчому

боці ПС необхідно скористатися виразами (2.12), (2.13), наприклад для ПС1

$$Q_{n1} = 31,83 - 14,4 = 17,43 \text{ МВАр};$$

$$S_{n1} = \sqrt{45,6^2 + 17,43^2} = 48,82 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Навантаження підстанцій з урахуванням потужностей
компенсувальних пристроїв

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Підстанція				
			1	2	3	4	5
1	P_{ni}	МВт	45,6	25,7	15,6	5,8	7,3
3	$\cos \varphi_i$		0,82	0,83	0,84	0,85	0,8
3	$tg \varphi_i$		0,698	0,672	0,646	0,62	0,75
4	Q_{ni}''	МВАр	31,83	17,27	10,08	3,6	5,48
5	Q_{Ki}^P	МВАр	14,78	7,66	4,24	1,43	2,75
6	$\frac{N_{КС2}}{Q_{КС2}}$	МВАр	-	-	-	-	$\frac{1}{3.5}$
7	$\frac{N_{КСКГ}}{Q_{КСКГ}}$	МВАр	$\frac{2}{14.4}$	$\frac{1}{7.2}$	$\frac{1}{7.2}$	-	-
8	Q_{ki}^ϕ	МВАр	14,4	7,2	7,2	-	3,5
9	Q_{ni}	МВАр	17,43	10,07	2,88	3,6	1,98
10	S_{ni}	МВА	48,82	27,6	15,86	6,82	7,56

2.3. Вибір схеми електричної мережі системи зовнішнього електропостачання

При проектуванні електроенергетичних об'єктів використовується метод варіантного зіставлення можливих до виконання конкурентоспроможних рішень завдання, що можуть бути технічно реалізовані. Для кількісного оцінювання

економічності варіанта технічного рішення проекрованої мережі використують приведені витрати одного року. На підставі аналізу вихідних даних складають можливі до виконання варіанти мережі. Найвигіднішим з них є той, при якому приведені витрати будуть мінімальними. Якщо в результаті техніко-економічного порівняння варіантів деякі з них виявляться рівноеконічними, до виконання приймають той з них, який краще буде забезпечувати якісні та перспективні показники.

2.3.1. Розгляд схем побудови мережі системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій

У живильних електричних мережах застосовують різні за побудовою схеми: розімкнені (нерезервовані і резервовані) – радіальні, магістральні, радіально-магістральні та замкнені (резервовані) – кільцеві, з двостороннім живленням, складно-замкнені. Вибір конкретної схеми визначається складом споживачів за категоріями необхідної надійності електропостачання і взаємним розташуванням ЦП та знижувальних ПС.

Для живлення електроприймачів I та II категорій застосовують різні резервовані схеми. Можливість живлення електроприймачів II категорії за нерезервованою одноколовою ПЛ повинна бути доведена техніко-економічним порівнянням з варіантом зарезервованого електропостачання. Живлення електроприймачів III категорії може здійснюватися за одноколовими нерезервованими лініями.

На ПС, як правило, встановлюють два трансформатори (автотрансформатори), що відповідає вимогам надійності електропостачання вузлів навантаження, які мають споживачів I та II категорій.

Для вимикання пошкоджених елементів мережі, їхнього резервування, а також для здійснення ремонту обладнання без припинення електропостачання споживачів при виборі схеми побудови мережі, що відповідає вимогам надійності, необхідно передбачати встановлення відповідних комутаційних апаратів для вимикання і перемикування.

Найбільш раціональні схеми побудови мережі розглядаються при виборі можливих варіантів схеми електричних з'єднань.

2.3.2. Складання варіантів схеми електричних з'єднань мережі системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій

Схема електричних з'єднань мережі (конфігурація мережі) залежить від взаємного розташування ЦП та ПС на плані місцевості, а також від співвідношення навантажень підстанцій. Використовують розімкнені нерезервовані та резервовані замкнені та складнозамкнені схеми (дод. 5).

Основні положення раціональної побудови конфігурації мережі полягають у такому:

- живлення споживачів здійснюється за найбільш коротких зв'язків;
- слід уникати зворотних потоків потужності навіть на окремих ділянках мережі;
- застосування замкнених і складнозамкнених схем для живлення декількох ПС економічно доцільно за таких умов:
 - а) сумарна довжина замкненої схеми значно менше сумарної довжини ліній радіально-магістральної резервованої схеми в одноколовому виконанні;
 - б) при об'єднанні в замкнений контур декількох ПС не утворюється протяжних малозавантажених ділянок мережі, які практично використовуються тільки в післяаварійних режимах.

Складання варіантів схеми мережі є досить складним завданням, вирішення якого багато в чому залежить від досвіду і знань проектувальника. Розроблення варіантів починають з найбільш простих схем. До таких варіантів належать схеми радіального і магістрального типу, а також кільцеві. Разом з простими й дешевими варіантами розглядають схеми зі збільшеними капіталовкладеннями, за рахунок чого досягається велика експлуатаційна гнучкість, зниження втрат потужності, підвищена надійність електропостачання. До таких варіантів належать змішана магістрально-радіальна схема, схеми з двома і більше взаємно замкненими контурами.

2.3.3. Рекомендації щодо виконання ліній і підстанцій

Лінії мереж 35-220 кВ, як правило, виконуються повітряними (ПЛ) на одностійкових залізобетонних опорах, що стоять окремо, в одно- і двоколовому виконанні.

Кількість кіл ПЛ вибирається для забезпечення надійного електропостачання. Електроприймачі I та II категорій повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення (такими, зокрема, вважаються дві системи шин або дві секції шин однієї підстанції чи електростанції). Якщо у схемі мережі є тупикова лінія, яка живить електроприймачі III категорії, то необхідно визначити доцільну кількість кіл у такій ПЛ.

Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) допускається живлення електроприймачів II категорії з однієї ПЛ, якщо забезпечена можливість проведення її ремонту протягом доби. Кращою є схема, при якій ПЛ виконуються на окремих опорах, йдуть по різних трасах з метою охоплення електрифікацією додаткової території. Для живлення ПС із споживачами I категорії рекомендується використовувати резервовані одноколові ПЛ.

Довжини ПЛ через непрямолінійності та нерівності рельєфу місцевості приймають більше на 20 % відносно повітряної прямої між відповідними пунктами.

Марку проводів ПЛ вибирають за п. 1.5. Найбільш поширені на ПЛ 35-220 кВ сталеві алюмінієві проводи марки АС. У процесі проектування мережі вибирають кількість, потужність і тип трансформаторів, схему електричних з'єднань ПС.

З точки зору розташування ПС у мережі і способу приєднання їх до мережі з боку високої напруги (ВН) ПС виконуються тупиковими, розгалуженими, прохідними та вузловими. Кількість ПЛ з боку ВН підстанцій і схема підключення до мережі визначають схему електричних з'єднань ПС і, отже, її конструктивне виконання й вартість.

При виборі трансформаторів для ПС слід приймати лише ті з них, які мають вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН). Кількість комірок вимикачів у ЦП приймають рівною кількості відхідних від нього ПЛ. Кількість комірок вимикачів ПС на боці ВН визначається типом схеми ПС.

Типові схеми ПС [5]. Схема П4.1 призначена для тупикових нерезервованих радіальних ліній; схема П4.2 – для відгалужувальних ПС в нерезервованих магістральних ПЛ; схема П4.3 – для всіх ПС резервованих радіальних і магістральних мереж; схеми П4.4 і П4.5 – для прохідних ПС замкнених мереж (для

мережі 35 кВ тільки П4.5); схеми П4.6 – для вузлових ПС 35 кВ, П4.7 – для вузлових ПС 110-220 кВ з кількістю відхідних ліній не більше 6; схема П2.8 – для вузлових ПС 110-220 кВ з кількістю відхідних ліній понад 6, у курсовому проекті рекомендується застосовувати у відкритих розподільних пристроях 110-220 кВ ЦП. На ПС з малою кількістю вимикачів (три і менше) встановлення повітряних вимикачів не рекомендується.

Кількість комірок вимикачів на боці нижчої напруги (НН) ПС умовно визначають за навантаженням ПС, виходячи з можливої передачі в режимі максимального навантаження по кожній лінії до 3-4 МВА. Крім того, необхідно врахувати ввідні вимикачі знижувальних трансформаторів, секційні вимикачі та вимикачі КП.

Приклад 3. Для умов завдання запропонувати схеми електричних з'єднань мережі.

Відстані між підстанціями визначимо за планом розташування ПС у відповідності з заданим масштабом. При цьому довжину ліній збільшуємо на 20 %.

Варіант I. Радіально-магістральна мережа (рис. 2.1, а). Усі підстанції мають споживачів I категорії, які підключені двома одноколовими лініями. ПС3 не має споживачів I категорії – одноколових ПЛ. Для всіх підстанцій використана схема тупикових і відгалужувальних ПС.

Варіант II. Відрізняється від I варіанта підключенням ПС одноколовою лінією. Схема підстанції – без вимикача.

Варіант III. Кільцева схема (рис. 2.1, б). Всі знижувальні ПС виконані прохідними. Використана схема містка з вимикачами з боку ліній, що обґрунтовується тим, що, по-перше, для прохідних підстанцій у кільцевій схемі транзит не є основним завданням і, по-друге, довжина ліній досить значна.

Варіант IV. Схема, що містить кільцеву і магістральну мережі (рис. 2.1, в)

Варіант V. Складнозамкнена схема (рис. 2.1, г). ПС2 є вузловою підстанцією і довжина ліній досить значна.

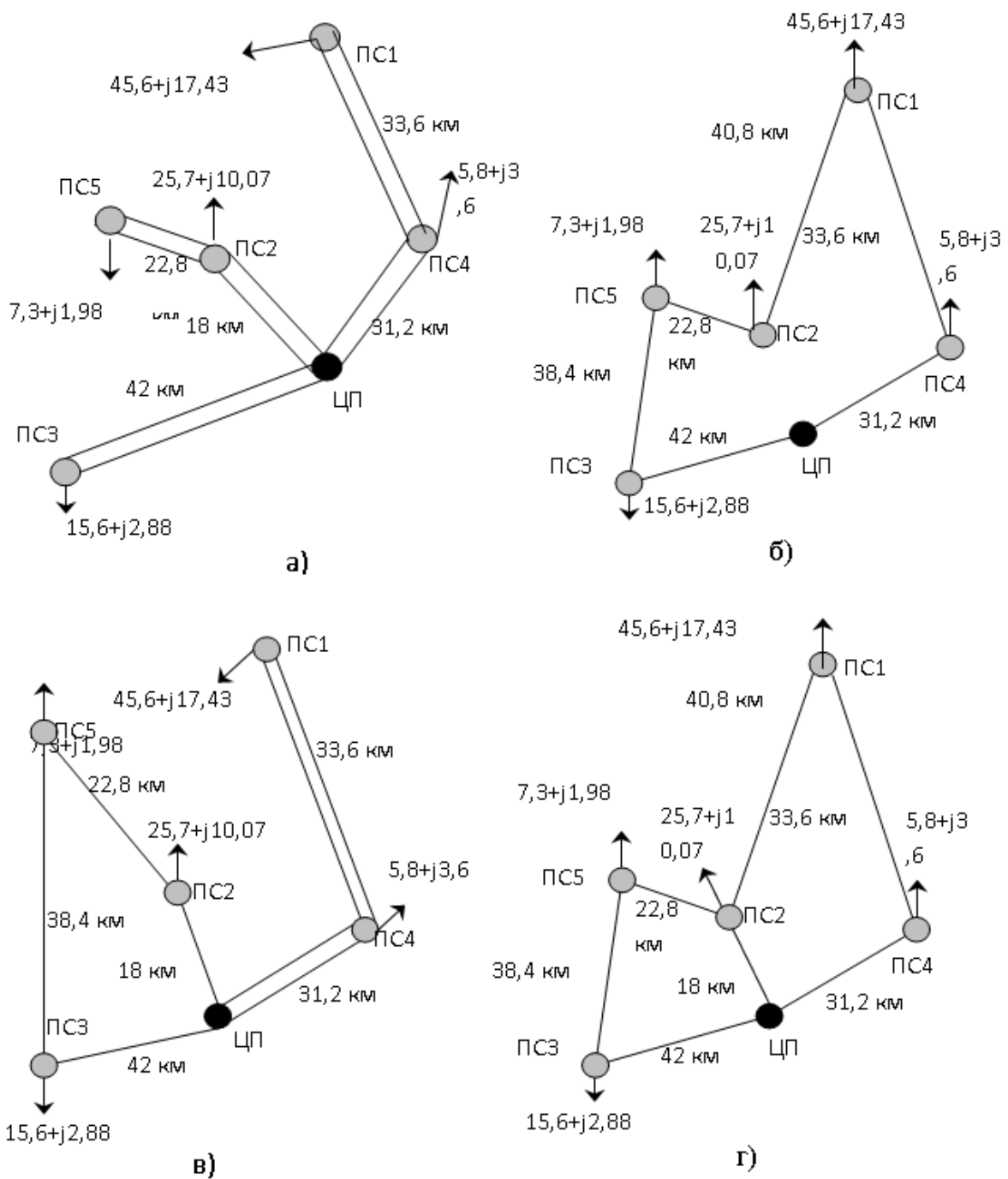


Рис. 2.1. Варіанти схеми мережі: а – I варіант; б – III варіант; в – IV варіант; г – V варіант

2.3.4. Попередній розрахунок усталених режимів проєктованих варіантів мережі системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій

Завданням розрахунку є відповідь на питання про технічну реалізованість варіанта схеми мережі. Розрахунок проводять для

кожного з розглянутих варіантів. При проектуванні мережі одночасно з розробленням варіантів схеми конфігурації вирішуються питання вибору номінальної напруги мережі. Комплексне вирішення даних питань потребує визначення потоків потужності по ПЛ в нормальному і післяаварійному режимах по окремих ділянках і напруги у вузлах мережі.

На першому етапі попереднього порівняння та відбору конкурентоспроможних варіантів схеми навантаження у вузлах мережі визначають наближено, без урахування втрат потужності в трансформаторах і реактивної потужності, що генерується лініями. Вихідними даними для розрахунку поточкорозподілу в нормальному та післяаварійних режимах на даному етапі проектування є навантаження ПС на боці НН.

Наближений розрахунок поточкорозподілу виконують без урахування втрат потужності в елементах мережі за умов рівності напруг уздовж гілок схеми номінальному значенню $U_{ном}$ та однорідності мережі.

Розрахунок потоків потужності в магістральних мережах проводиться в напрямку від найбільш електрично віддаленої ПС до ЦП шляхом послідовного підсумовування розрахункових навантажень у вузлах мережі. У простих замкнених мережах навантаження ПС враховують у вузлах замкненої мережі ВН і визначають потоки потужності на головних ділянках пропорційно довжині ділянок мережі і виходячи з умов балансу потужності знаходять потоки потужності на інших ділянках.

У процесі розрахунку потоків потужності на головних ділянках лінії з двостороннім живленням використовують рівняння

$$\underline{S}_A = \sum_{i=1}^N \frac{\underline{S}_{ni} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad \underline{S}_B = \sum_{i=1}^N \frac{\underline{S}_{ni} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}, \quad (2.14)$$

де \underline{S}_A , \underline{S}_B – потік потужності в мережу на головних ділянках від джерел живлення A і B відповідно;

\underline{S}_{ni} – навантаження i -ї ПС;

\underline{Z}_{iA}^* , \underline{Z}_{iB}^* – зв'язані комплекси опорів ліній від i -ї ПС до джерел живлення B і A відповідно;

\underline{Z}_{AB}^* – спряжений комплекс сумарного опору всіх ліній мережі з двостороннім живленням між джерелом A і B ;

N – кількість ПС у мережі з двостороннім живленням.

На даному етапі розрахунку переріз проводів F_i , а отже, і їхній опір Z_i – невідомі. Допускаючи, що перерізи проводів ПЛ однакові, у формулу (2.14) підставляють довжини ліній l_i замість опору Z_i .

$$\underline{S}_A = \sum_{i=1}^N \frac{\underline{S}_{ni} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}; \quad \underline{S}_B = \sum_{i=1}^N \frac{\underline{S}_{ni} \cdot l_{iA}}{l_{AB}}. \quad (2.15)$$

Для розрахунку за формулами (2.14), (2.15) кільцеву мережу подають у вигляді лінії з двостороннім живленням. При цьому кільцеву мережу розривають на ЦП, замінюючи джерело живлення ЦП двома джерелами живлення: A і B .

При розрахунках режимів складних замкнених мереж може бути використаний метод перетворення мережі. Цей метод полягає в тому, що мережа поступовими перетвореннями приводиться до ПЛ з двостороннім живленням, у якій знаходять розподіл потужностей, як у простій замкненій мережі. Потім розгортанням схеми визначають розподіл потужностей у початковій мережі.

Перетворення складнозамкненої мережі засноване на використанні таких еквівалентних перетворень: заміни декількох гілок однією еквівалентною, перенесення навантажень (вилучення вузла), перетворення трикутника в зірку і назад. Наприклад, еквівалентування двох паралельних гілок виконують за відомим з курсу ТОЕ виразом

$$\underline{Z}_{екв} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}. \quad (2.16)$$

При проведенні еквівалентних перетворень, зокрема розрахунків за формулою (2.16), оперують довжинами ліній замість опорів так, як це зроблено у формулі (2.15). Перенесення навантаження визначають за рівнянням розрахунку потужності на головних ділянках ПЛ з двостороннім живленням – (2.15).

На підставі попереднього оцінювання розрахункових навантажень ліній проводиться вибір номінальної напруги. Номінальна напруга $U_{ном}$ визначається в основному переданою активною потужністю P , МВт, і довжиною l , км.

Для орієнтовного визначення величини економічно доцільної напруги ліній $U_{ном}$, кВ, можна скористатися емпіричною формулою, запропонованою Р. А. Ілларіоновим,

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (2.17)$$

Однак автоматично користуватися цією формулою неприпустимо. Необхідно враховувати діапазони, що фактично передаються з однієї ланки ПЛ потужностей при тій чи іншій номінальній напрузі, а також граничній протяжності ПЛ. Так, наприклад, для ПЛ 110 кВ при діапазоні перерізів проводів від 70 до 240 мм² передавана потужність лежить у межах від 15 до 65 МВт при граничній довжині ПЛ до 150 км. Для ПЛ 220 кВ при перерізах 240–400 мм² діапазон потужностей лежить у межах від 100–200 МВт при граничній довжині ПЛ до 250 км.

Рекомендується виконувати проектувану мережу з одним рівнем напруги. При цьому визначальною слід вважати номінальну напругу, отриману з виразу (2.17) для більш завантажених головних ділянок. Знаючи потоки потужностей по ПЛ $\underline{S}_л = P_л + jQ_л$ і номінальну напругу $U_{ном}$, можна перейти до вибору перерізів проводів. Для цього визначають струми в ПЛ:

$$I_л = \frac{S_л}{n_л \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.18)$$

де $n_л$ – кількість паралельно працюючих ПЛ;

$S_л$ – повна потужність, що передається по ПЛ,

$$S_л = \sqrt{P_л^2 + Q_л^2}. \quad (2.19)$$

Переріз проводів вибирають за струмовими економічними інтервалами залежно від розрахункового струму:

$$I_P = a_i \cdot a_T \cdot I_5, \quad (2.20)$$

де I_5 – струм лінії на п'ятий рік її експлуатації;

a_i – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по роках експлуатації ПЛ;

a_T – коефіцієнт, що враховує час найбільшого навантаження та коефіцієнт його потрапляння в максимум навантаження енергосистеми.

Для ПЛ 110-220 кВ $a_i = 1,05$; a_T – вибирають за таблицею, яка наведена в роботі [6]. При виконанні курсового проекту можна прийняти $a_T = 0,8$; $I_5 = I_l$.

Переріз проводів ПЛ вибирають з економічних інтервалів струмових навантажень залежно від номінальної напруги, району по ожеледі, матеріалу опор і кількості кіл на них. Таблиця економічних інтервалів наведена в роботі [6].

Якщо розрахунковий струм I_P перевищує верхню межу інтервалу використання максимального перерізу для даної напруги, то такий варіант може бути виключено з подальшого розгляду як технічно неприйнятний. У такому випадку рекомендується розглянути можливість введення додаткових ПЛ, паралельних кіл або переведення мережі на вищий ступінь напруги.

Вибрані перерізи проводів повинні бути перевірені за допустимим струмом на нагрів у найбільш важких післяаварійних режимах. Для магістральних і радіальних ПЛ – це відключення одного кола, для кільцевих і складнозамкнених мереж – відключення головних ділянок мережі. Умова перевірки:

$$I_l^A = K_{\Pi} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (2.21)$$

де I_l^A – струм, що протікає через розглянуту ПЛ в найважчому з післяаварійних режимів;

$I_{\text{доп}}$ – допустимі струмові навантаження на проводи, значення яких наведені в п. 1.5;

K_{Π} – поправковий коефіцієнт на температуру повітря; у проекті його рекомендується прийняти рівним 1.

Якщо умова (2.21) не виконується, то даний варіант є технічно нереалізовним і повинен бути виключений з подальшого розгляду. Далі визначають активний опір проводів лінії r_l та індуктивний опір фази лінії x_l :

$$r_l = r_0 \cdot l / n_l; \quad x_l = x_0 \cdot l / n_l, \quad (2.22)$$

де r_0 та x_0 – питомі активний і реактивний опори повітряної лінії, Ом/км (з довідкових таблиць 1.28, 1.29);

l – довжина лінії, км;

n_l – кількість паралельних ліній (кіл).

Потім розраховують втрати напруги в лініях у відсотках номінального значення в нормальному ΔU^H та післяаварійних ΔU^A режимах, використовуючи рівняння

$$\Delta U^{H\%} = \frac{P_l^H \cdot r_l + Q_l^H \cdot x_l}{U_{ном}^2} \cdot 100; \quad (2.23)$$

$$\Delta U^{A\%} = \frac{P_l^A \cdot r_l + Q_l^A \cdot x_l}{U_{ном}^2} \cdot 100, \quad (2.24)$$

де P_l^H, Q_l^H і P_l^A, Q_l^A – потоки активної і реактивної потужності в лінії в нормальному та післяаварійному режимах.

Сумарні втрати напруги від ЦП до електрично найвіддаленішої точки не повинні перевищувати 13-15 % у нормальному та 18-20 % у післяаварійних режимах. Якщо ці умови виконуються, то припускають, що діапазон регулювання напруги під навантаженням (РПН) двообмоткових трансформаторів достатній для забезпечення зустрічного регулювання на шинах 10 кВ. Якщо ця умова не виконується, то розглянутий варіант може бути виключений з подальшого розгляду як технічно нереалізовний.

На підставі положень раніше викладеного матеріалу послідовно намічають і розраховують три-п'ять можливих варіантів схем з'єднання мережі з відповідними номінальними напругами. На схемі варіанта показують розташування ЦП і ПС, навантаження ПС, проєктовані ПЛ (із зазначенням їхніх довжин і перерізів проводів). Наносять напрямки стрілками і значення

потоків потужності в ПЛ, напругу на ЦП і ПС. Результати за варіантами заносять відповідно до табл. 2.3. Після кожної таблиці наводять висновки за результатами аналізу проведених розрахунків відповідних варіантів.

Приклад 4. Виконати попередні розрахунки усталених режимів варіантів мережі, запропонованих у прикладі 3.

Варіант I

Схема і навантаження мережі показані на рис. 2.2.

Визначимо потоки потужності, що передаються в нормальному режимі по лініях:

$$S_{\underline{Ц3}} = S_{\underline{3}} = (15,6 + j2,88) \text{ МВА};$$

$$S_{\underline{41}} = S_{\underline{4}} = (45,6 + j17,43) \text{ МВА}.$$

Примітка. У табл. 2.4 відомості про післяаварійні режими вносять за фактичною кількістю післяаварійних режимів.

$$S_{\underline{Ц4}} = S_{\underline{41}} + S_{\underline{4}} = 45,6 + j17,3 + 5,8 + j3,6 = (51,4 + j21,03) \text{ МВА};$$

$$S_{\underline{25}} = S_{\underline{5}} = (7,3 + j1,98) \text{ МВА};$$

$$S_{\underline{Ц2}} = S_{\underline{25}} + S_{\underline{2}} = 7,3 + j1,98 + 25,7 + j10,07 = (33 + j12,05) \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до табл. 2.4.

Повну потужність по лініях знаходимо за формулою (2.19), наприклад $S_{\underline{ЦВ}} = \sqrt{15,6^2 + 2,88^2} = 15,86 \text{ МВА}.$

Аналогічно визначаємо повну потужність на інших ділянках.

Визначаємо номінальну напругу для ділянок мережі (вираз (2.17)), наприклад ПЛ_{ЦП-ПС3}

$$U_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{7,8}}} = 54,85 \text{ кВ}.$$

Отримані на кожній з ділянок значення номінальних напруг округляємо до найближчих стандартних значень (35 кВ – на ділянках ЦП-ПС3 і ПС2-ПС5; 110 кВ – на ділянках ЦП-ПС2, ЦП-ПС4 і ПС1-ПС4).

Таблиця 2.3

Результати попереднього розрахунку ustalених режимів
пропонованого варіанта конфігурації мережі

п.п.	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Лінія		
				1-2	•••	N-M
1	2	3	4	5	6	7
1	Протяжність лінії	км	l			
2	Потік активної потужності в нормальному режимі	МВт	P_L^H			
3	Потік реактивної потужності в нормальному режимі	МВАр	Q_L^H			
4	Потік повної потужності в нормальному режимі	МВА	S_L^H			
5	Номінальна напруга	кВ	$U_{НОМ}$			
6	Струм навантаження в нормальному режимі	А	I_L^H			
7	Кількість кіл, марка і переріз проводу, обраного по економічних інтервалах	мм ²	$n \times F_{ЕК}$			
8	Допустимий тривалий струм нагріву лінії з проводами $n \times F_{ЕК}$	А	$I_{ДОП}$			
9	Потік повної потужності в післяаварійному режимі 1 (пошкоджена ПЛ ...)	МВА	$P_L^{A1} + jQ_L^{A1}$			
10	Потік повної потужності в післяаварійному режимі 2 (пошкоджена ПЛ ...)	МВА	$P_L^{A2} + jQ_L^{A2}$			
11	Потік повної потужності в післяаварійному режимі 3 (пошкоджена ПЛ ...)	МВА	$P_L^{A3} + jQ_L^{A3}$			
12	Струм у післяаварійному режимі 1	А	I_L^{A1}			
13	Струм у післяаварійному режимі 2	А	I_L^{A2}			
14	Струм у післяаварійному режимі 3	А	I_L^{A3}			

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7
15	Кількість кіл, переріз проводу з урахуванням перевірки по $I_{дон}$	мм ²	$n \times F$			
16	Питомий активний опір проводу	Ом/км	r_0			
17	Питомий індуктивний опір фази лінії	Ом/км	x_0			
18	Активний опір проводу ПЛ	Ом	r_l			
19	Індуктивний опір лінії	Ом	x_l			
20	Втрати напруги в ПЛ у нормальному режимі	%	ΔU_l^H			
21	Максимальні втрати напруги в мережі в нормальному режимі	%	ΔU_{\max}^H			
22	Втрати напруги в ПЛ у післяаварійному режимі 1	%	ΔU_l^{A1}			
23	Максимальні втрати напруги в мережі в післяаварійному режимі 1	%	ΔU_{\max}^{A1}			
24	Втрати напруги в ПЛ у післяаварійному режимі 2	%	ΔU_l^{A2}			
25	Максимальні втрати напруги в мережі в післяаварійному режимі 2	%	ΔU_{\max}^{A2}			
26	Втрати напруги в ПЛ у післяаварійному режимі 3	%	ΔU_l^{A3}			
27	Максимальні втрати напруги в мережі в післяаварійному режимі 3	%	ΔU_{\max}^{A3}			

У якості номінальної напруги мережі вибираємо номінальну напругу головних ділянок – 110 кВ, яка буде однаковою для всієї мережі.

Визначаємо струм на кожній з ділянок (вираз (2.18)), починаючи з ПЛ_{ЦП-ПСЗ}:

$$I_l^{A3} = \frac{15,86}{2 \times \sqrt{3} \times 110} = 41,7 \text{ А.}$$

Для визначення розрахункового струму, за виразом (2.20), приймаємо коефіцієнт $a_i = 1,05$. У відповідності з завданням $T_{нб} = 3500$ год. При цьому коефіцієнт $a_T = 0,8$:

$$I_P^H = 1,05 \times 0,8 \times 41,7 = 35,03 \text{ А.}$$

За таблицею економічних інтервалів [6] для одноколлової лінії на залізобетонних опорах і III району по ожеледі вибираємо для даної ділянки провід АС-120. Допустимий струм для проводів ПЛ даного перерізу складає 390 А.

Аварійним режимом для радіально-магістральних мереж є відключення однієї з двох паралельних ліній (ланок), що забезпечують живленням кожен з ПС. При цьому потоки потужностей і струми, що протікають при роботі ПЛ, збільшаться у два рази: по ПЛ_{ЦП-ПС2} буде протікати потік повної потужності $S_{ЦП-ПС2} = (15,6 + j2,88)$ МВА, а струм складе 83,3 А. Даний струм є допустимим для прийнятого перерізу. Тому за результатами перевірки переріз проводів розглянутої ділянки ПЛ збільшувати не потрібно.

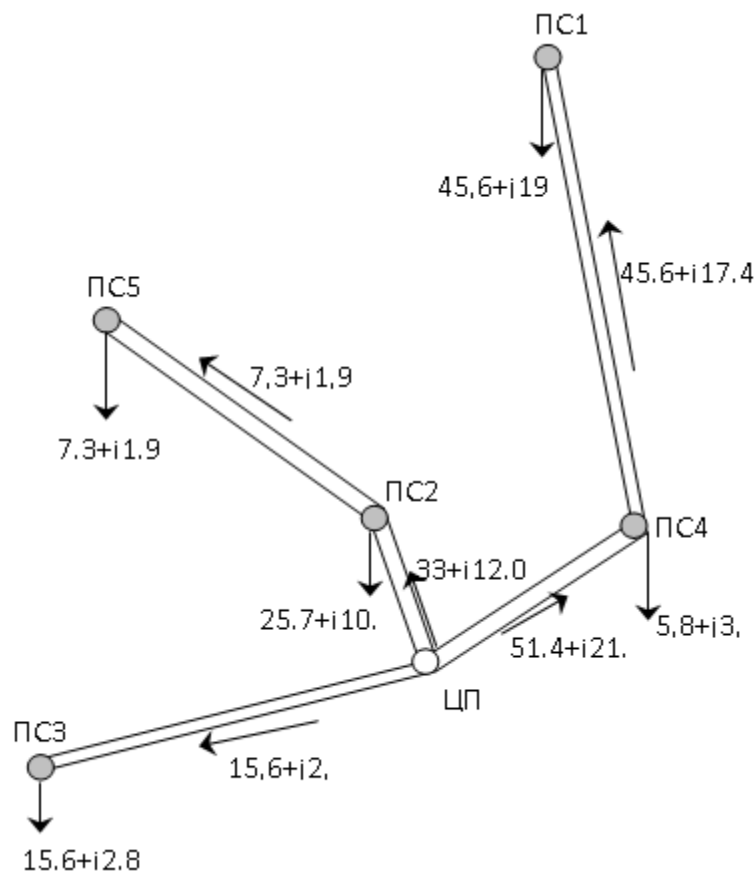


Рис. 2.2. Розрахунок режиму мережі за I варіантом

За роботою [6], для ПЛ з проводами перерізом 120 мм² маємо $r_0 = 0,249$ Ом/км, $x_0 = 0,427$ Ом/км. Визначаємо активний і реактивний опори ПЛ за формулами (2.22):

$$r_{\text{ЛЦП-ПС3}} = \frac{0,249 \times 42}{2} = 5,23 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ЛЦП-ПС3}} = \frac{0,427 \times 42}{2} = 8,97 \text{ Ом}.$$

Далі за формулами (2.23) і (2.24) знаходимо падіння напруги на кожній з ПЛ в нормальному та післяаварійному режимах:

$$\Delta U_{\text{ЛЦП-ПС3}}^H (\%) = \frac{15,6 \times 5,23 + 2,88 \times 8,97}{110^2} \times 100\% = 0,89 \%;$$

$$\Delta U_{\text{ЛЦП-ПС3}}^A (\%) = \frac{15,6 \times 10,46 + 2,88 \times 17,93}{110^2} \times 100\% = 1,78\%.$$

Таблиця 2.4

Результати попереднього розрахунку ustalених режимів для радіально-магістральної конфігурації мережі (варіант I)

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Лінія				
			ЦП-ПС3	ЦП-ПС2	ПС2-ПС5	ЦП-ПС4	ПС4-ПС1
1	2	3	4	5	6	7	8
1	l	км	42	18	22,8	31,2	33,6
2	P_l^H	МВт	15,6	33	7,3	51,4	45,6
3	Q_l^H	Мвар	2,88	12,05	1,98	21,03	17,43
4	S_l^H	МВА	15,86	35,13	7,56	55,54	48,8
5	$U_{\text{НОМ}}^{\text{БАЗ}}$	кВ	55 (110)	75 (110)	38 (110)	94 (110)	90 (110)
6	I_l^H	А	2-41,7	2-92,2	2-19,8	2-145,8	2-128,1
7	$n \cdot F_{\text{ЕК}}$	Мм ²	2·70	2·120	2·120	2·120	2·120
8	$I_{\text{ДОП}}$	А	2·265	2·390	2·390	2·390	2·390
9	$P_l^{A1} + jQ_l^{A1}$	МВА	15,6 + +j2,88	33 + +j12,05	7,3 + +j1,98	51,4 + +j21,03	45,6 + +j17,43

Продовження табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	
10	I_l^{A1}	А	83,3	184.4	39,7	291,5	256,2	
11	$n \times F$	мм ²	2·70	2·120	2·120	2·120	2·120	
12	r_0	Ом/км	0,428	0,249	0,249	0,249	0,249	
13	x_0	Ом/км	0,444	0,427	0,427	0,427	0,427	
14	r_l	Ом	8,99	8,24	2,84	3,88	4,18	
15	x_l	Ом	9,32	3,84	4,87	6,66	7,17	
16	ΔU_l^H	%	1,38	0,99	0,25	2,81	2,61	
17	ΔU_{\max}^H	%	5,42					
18	$\Delta U_l^{A.1}$	%	2,76	1,98	0,5	5,61	5,22	
19	ΔU_{\max}^A	%	10,84					

Найбільш електрично віддаленою від ЦП підстанцією є ПС1, оскільки втрати напруги на лінії ЦП-ПС1 є найбільшими порівняно з іншими підстанціями і становлять у нормальному режимі

$$\Delta U_{\max}^H = \Delta U_{\text{ЦП-ПС4}}^H + \Delta U_{\text{ПС4-ПС1}}^H ;$$

$$\Delta U_{\max}^H = 2,81 + 2,61 = 5,42\%,$$

а в післяаварійному режимі

$$\Delta U_{\max}^A = \Delta U_{\text{ЦП-ПС4}}^A + \Delta U_{\text{ПС4-ПС1}}^A ;$$

$$\Delta U_{\max}^A = 5,62 + 5,22 = 10,84\%.$$

У нормальному та післяаварійному режимах максимальні втрати напруги в мережі не перевищують допустимих значень за умови регулювання напруги, струм у всіх лініях менше допустимого по нагріву, тому I варіант рішення може бути технічно реалізованим.

Варіант II

Потокорозподіл без урахування втрат потужності в лініях збігається з потокорозподілом за I варіантом (рис. 2.2). Виберемо переріз проводу однокової ПЛ_{ЦП-ПС3}. Оскільки ця лінія працює

в тих самих умовах, що й двоколова за I варіантом, а струм у нормальному режимі по ній буде у два рази вище, то і розрахунковий струм теж буде у два рази вище:

$$I_p^H = 35,03 \times 2 = 70,06 \text{ А.}$$

За таблицею роботи [6] вибираємо провід необхідного перерізу: АС-120. Втрати напруги на ПЛЦП-ПСЗ складуть 1,78 % (2.23). Максимальні втрати для II варіанта аналогічні I варіанту, тому він також є технічно реалізованим.

Варіант III

Кільцева схема і навантаження мережі показані на рис. 2.3. Знаходимо поточкорозподіл у кільцевій мережі. Розрахунок починаємо з визначення потоку потужності на одній з головних ділянок (2.15). Для скорочення запису в індексах збережемо тільки номери вузлів, які збігаються з номерами підстанцій.

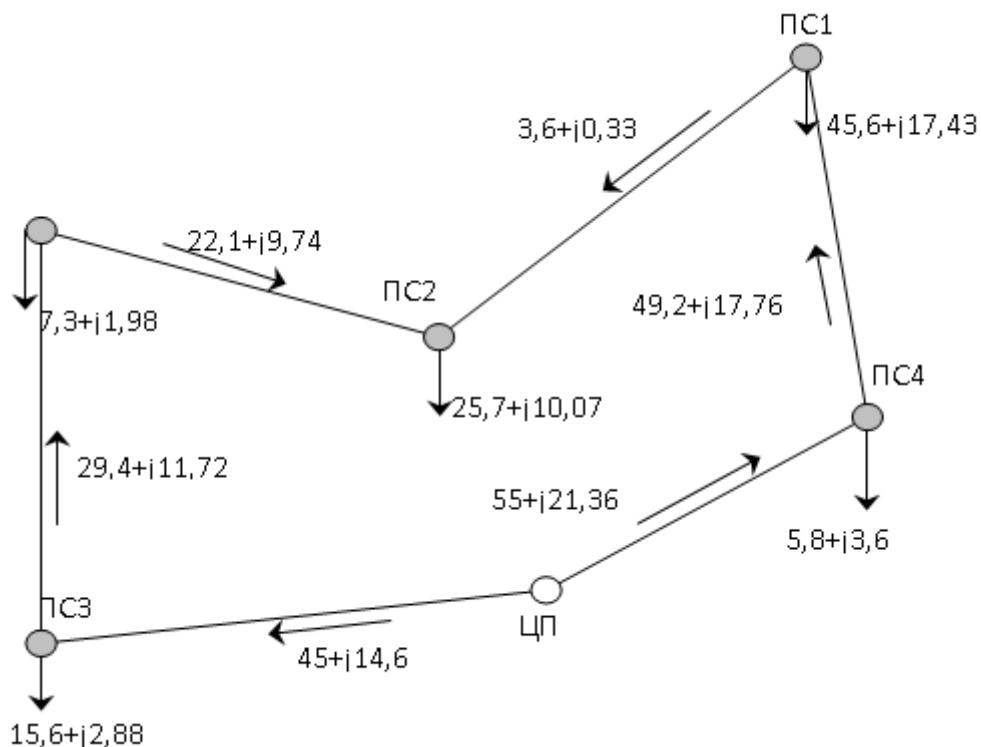


Рис. 2.3. Розрахунок режиму мережі за III варіантом

$$\underline{S}_{\text{ЦП-ЦСЗ}} = \underline{S}_{\text{АЗ}} = \frac{S_4 \times l_{4B} + S_1 \times l_{1B} + S_2 \times l_{2B} + S_5 \times l_{5B} + S_3 \times l_{3B}}{l_{AB}}$$

$$\underline{S}_{\text{ЦП-ЦС3}} = \frac{(5,8 + j3,6) \times 31,2 + (45,6 + j17,43) \times 64,8 + (25,7 + j10,07) \times 105,6}{208,8} +$$

$$+ \frac{(7,3 + j1,98) \times 128,4 + (15,6 + j2,88) \times 166,8}{208,8} = (45 + j14,6) \text{ МВА.}$$

Знаходимо потоки потужності в інших лініях за умови балансу потужностей у вузлах:

$$\underline{S}_{35} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_3 = (45 + j14,6) - (15,6 + j22,8) = (29,4 + j11,72) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{35} - \underline{S}_5 = (29,4 + j11,72) - (7,3 + j1,98) = (22,1 + j9,74) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{52} - \underline{S}_2 = (22,1 + j9,74) - (25,7 + j10,07) = -(3,6 + j0,33) \text{ МВА.}$$

Зміна знака означає, що вузол 2 (ПС2) є точкою потоко-розподілу. Він отримує живлення з двох боків. При цьому

$$\underline{S}_{12} = -\underline{S}_{21} = (3,6 + j0,33) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{41} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = (3,6 + j0,33) + (45,6 + j17,43) = (49,2 + j17,76) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B4} = \underline{S}_{41} + \underline{S}_4 = (49,2 + j17,76) + (5,8 + j3,6) = (55 + j21,36) \text{ МВА.}$$

Перевірка розрахунку потокорозподілу. Для перевірки слід знайти $\underline{S}_{\text{ЦП-ПС4}} = \underline{S}_{B4}$ за формулою (2.15) і порівняти з отриманими раніше значеннями:

$$\underline{S}_{B4} = \frac{S_4 \times l_{4A} + S_1 \times l_{1A} + S_2 \times l_{2A} + S_5 \times l_{5A} + S_3 \times l_{3A}}{l_{AB}}.$$

$$\underline{S}_{B4} = \frac{(5,8 + j3,6) \times 177,6 + (45,6 + j17,43) \times 144 + (25,7 + j10,07) \times 103,2}{208,8} +$$

$$+ \frac{(7,3 + j1,98) \times 79,2 + (15,6 + j2,88) \times 40,8}{208,8} = (54,9 + j21,68) \text{ МВА.}$$

Для ручного розрахунку збігу достатньо. Результати потоко-розподілу і наступних розрахунків заносимо до табл. 2.5. За

формулою (2.17) знаходимо розраховане значення номінальної напруги для ділянок і вибираємо номінальну напругу мережі $U_{ном} = 110$ кВ.

За формулами (2.18), (2.19) визначаємо повні потужності та напруги на ділянках мережі, а також розрахункові струми (вираз (2.20)) для вибору перерізу проводів, що виконуємо за табл. 2.5:

$$I_{рЦП-ПС3} = 1,05 \times 0,8 \times 248 = 208,3 \text{ А} - \text{АС-185};$$

$$I_{рПС3-ПС5} = 1,05 \times 0,8 \times 166 = 139,4 \text{ А} - \text{АС-150};$$

$$I_{рПС5-ПС2} = 1,05 \times 0,8 \times 126 = 105,8 \text{ А} - \text{АС-120};$$

$$I_{рПС1-ПС2} = 1,05 \times 0,8 \times 19 = 16 \text{ А} - \text{АС-120};$$

$$I_{рПС4-ПС1} = 1,05 \times 0,8 \times 275 = 231 \text{ А} - \text{АС-240};$$

$$I_{рЦП-ПС4} = 1,05 \times 0,8 \times 310 = 260,4 \text{ А} - \text{АС-240}.$$

Найважчими аварійними режимами для кільцевих схем є відключення ПЛ на головних ділянках. Розрахунок потоків потужностей у післяаварійних режимах не відрізняється від розрахунків для розімкненої мережі. У разі вимкнення ПЛЦП-ПС3 розподіл потоків активних і реактивних потужностей буде таким:

$$S_{-ПС5-ПС3}^{A1} = S_{-n3} = (15,6 + j2,88) \text{ МВА};$$

$$S_{-ПС2-ПС5}^{A1} = S_{-ПС5-ПС3}^{A1} + S_{-n5} = 15,6 + j2,88 + 7,3 + j1,98 = (22,9 + j4,9) \text{ МВА};$$

$$S_{-ПС1-ПС2}^{A1} = S_{-ПС2-ПС5}^{A1} + S_{-n2} = 22,9 + j4,9 + 25,7 + j10,07 = (48,6 + j15) \text{ МВА};$$

$$S_{-ПС4-ПС1}^{A1} = S_{-ПС1-ПС2}^{A1} + S_{-n1} = 48,6 + j15 + 45,6 + j17,43 = (94,2 + j32,1) \text{ МВА};$$

$$S_{-ЦП-ПС4}^{A1} = S_{-ПС4-ПС1}^{A1} + S_{-n4} = 94,2 + j32,1 + 5,8 + j3,6 = (100 + j35) \text{ МВА}.$$

До табл. 2.5 заносять результати розрахунку без урахування напрямку перетікання потужності.

Таблиця 2.5

Результат попереднього розрахунку усталених режимів
для кільцевої мережі (III варіант)

Номер з/п	Позна- чення	Оди- ниця вимірю- вання	Лінія					
			ЦП- ПС3	ПС3- ПС5	ПС5- ПС2	ПС2- ПС1	ПС1- ПС4	ПС4- ЦП
1	l	км	42	38,4	22,8	40,8	33,6	31,2
2	P_l^H	МВт	45	29,4	22,07	3,63	49,23	55
3	Q_l^H	МВАр	14,6	11,7	9,7	0,38	17,8	21,4
4	S_l^H	МВА	47,3	31,6	24,1	3,65	52,4	59,05
5	$U_{ном}$	кВ	121(110)	101(110)	86(110)	38(110)	123(110)	110(110)
6	I_l^H	А	248	166	126	19	275	310
7	$n \cdot F_{ЕК}$	мм ²	1·185	1·150	1·120	1·120	1·240	1·240
8	$I_{доп}$	А	520	450	390	390	610	610
9	$P_l^{A1} +$ $+ jQ_l^{A1}$	МВА	-	15,6 + + j 2,9	23 + + j 4,9	48,6 + + j 15	94 + + j 32,1	100 + + j 35
10	$P_l^{A2} +$ $+ jQ_l^{A2}$	МВА	100 + + j 36	84 + + j 33	77 + + j 31	51,4 + + j 21	5,8 + + j 3,6	-
11	$I_{лA1}$	А	-	83	123	267	522	558
12	$I_{лA2}$	А	558	476	436	292	36	-
13	$n \times F$	мм ²	1×240	1×185	1×150	1×120	1×240	1×240
14	r_0	Ом/ км	0,12	0,162	0,198	0,249	0,12	0,12
15	x_0	Ом/ км	0,405	0,413	0,42	0,427	0,405	0,405
16	r_l	Ом	5,04	6,22	4,52	10,16	4,03	3,75
17	x_l	Ом	17,01	15,86	9,58	17,42	13,61	12,64
18	ΔU_l^H	%	3,92	3,04	1,59	0,36	3,64	3,94
19	ΔU_{max}^H	%	8,55					
20	ΔU_l^{A1}	%	-	1,18	1,24	6,23	6,78	6,86
21	ΔU_l^{A2}	%	9,22	8,68	5,34	7,35	0,6	-
22	ΔU_{max}^{A1}	%	22,29					
23	ΔU_{max}^{A2}	%	31,19					

У разі відключення ПЛЦП-ПС4 розподіл потоків активних і реактивних потужностей буде таким:

$$S_{\text{ПС1-ПС4}}^{A2} = S_{n4} = (5,8 + j3,6)\text{МВА};$$

$$S_{\text{ПС2-ПС1}}^{A2} = S_{\text{ПС1-ПС4}}^{A2} + S_{n1} = 5,8 + j3,6 + 45,6 + j17,4 = (51,4 + j21)\text{МВА};$$

$$S_{\text{ПС5-ПС2}}^{A2} = S_{\text{ПС2-ПС1}}^{A2} + S_{n2} = 51,4 + j21 + 25,7 + j10,07 = (77,1 + j31,07)\text{МВА};$$

$$S_{\text{ПС3-ПС5}}^{A2} = S_{\text{ПС5-ПС2}}^{A2} + S_{n5} = 77,1 + j31,07 + 7,3 + j1,98 = (84,4 + j33,05)\text{МВА};$$

$$S_{\text{ЦП-ПС3}}^{A2} = S_{\text{ПС3-ПС5}}^{A2} + S_{n3} = 84,4 + j33,05 + 15,6 + j2,88 = (100 + j35,13)\text{МВА}.$$

Максимальні струми ділянок мережі в післяаварійних режимах, знайдені за рівнянням (2.18), додають до табл. 2.5:

$$I_{\text{ЦП-ПС3}}^{A2} = 558\text{А}; \quad I_{\text{ПС3-ПС5}}^{A2} = 476\text{А}; \quad I_{\text{ПС5-ПС2}}^{A2} = 436\text{А};$$

$$I_{\text{ПС4-ПС1}}^{A1} = 522\text{А}; \quad I_{\text{ЦП-ПС4}}^{A1} = 558\text{А}.$$

На трьох ділянках мережі післяаварійні струми перевищують допустимі. На цих ділянках потрібно збільшити переріз проводів. Вибираємо проводи для ПЛЦП-ПС3 – АС-240, ПЛПС3-ПС5 – АС-185, ПЛПС2-ПС5 – АС-150.

За формулами (2.22)–(2.24) знаходимо опір ліній і втрату напруги на ділянках мережі в нормальному та найважчих післяаварійних режимах (табл. 2.5).

У нормальному режимі найбільше відхилення напруги має місце в точці поточкорозподілу (ПС2). Тому максимальні втрати напруги будуть у колі ЦП-ПС2:

$$\Delta U_{\text{max}}^H = \Delta U_{\text{ЦП-ПС3}}^H + \Delta U_{\text{ПС3-ПС5}}^H + \Delta U_{\text{ПС5-ПС2}}^H + \Delta U_{\text{ЦП-ПС4}}^H + \Delta U_{\text{ПС4-ПС1}}^H + \Delta U_{\text{ПС1-ПС2}}^H.$$

$$\Delta U_{\text{max}}^H = 3,92 + 3,04 + 1,59 = 8,55\%.$$

У нормальному режимі втрати напруги не перевищують допустимих значень. Максимальні втрати напруги в найважчих післяаварійних режимах:

$$\Delta U_{\max}^{A1} = \Delta U_{\text{ЦП-ПС4}}^{A1} + \Delta U_{\text{ПС4-ПС1}}^{A1} + \Delta U_{\text{ПС1-ПС2}}^{A1} + \Delta U_{\text{ПС2-ПС5}}^{A1} + \Delta U_{\text{ПС5-ПС3}}^{A1}$$

$$\Delta U_{\max}^{A1} = 6,86 + 6,78 + 6,23 + 1,24 + 1,18 = 22,29\% > 20\%.$$

$$\Delta U_{\max}^{A2} = \Delta U_{\text{ЦП-ПС3}}^{A2} + \Delta U_{\text{ПС3-ПС5}}^{A2} + \Delta U_{\text{ПС2-ПС5}}^{A2} + \Delta U_{\text{ПС2-ПС1}}^{A2} + \Delta U_{\text{ПС1-ПС4}}^{A2}$$

$$\Delta U_{\max}^{A2} = 9,22 + 8,68 + 5,34 + 7,35 + 0,6 = 31,19\% > 20\%.$$

Варіант III – технічно може бути реалізований.

Варіант IV

Схема містить кільцеву та магістральну мережі (рис. 2.4). Магістральна лінія ЦП-ПС4-ПС1 не потребує розрахунку, бо його виконано при розрахунку I варіанта. Дані з табл. 2.4 по ПЛ_{ЦП-ПС4}, ПЛ_{ПС4-ПС1} можуть бути перенесені до табл. 2.6.

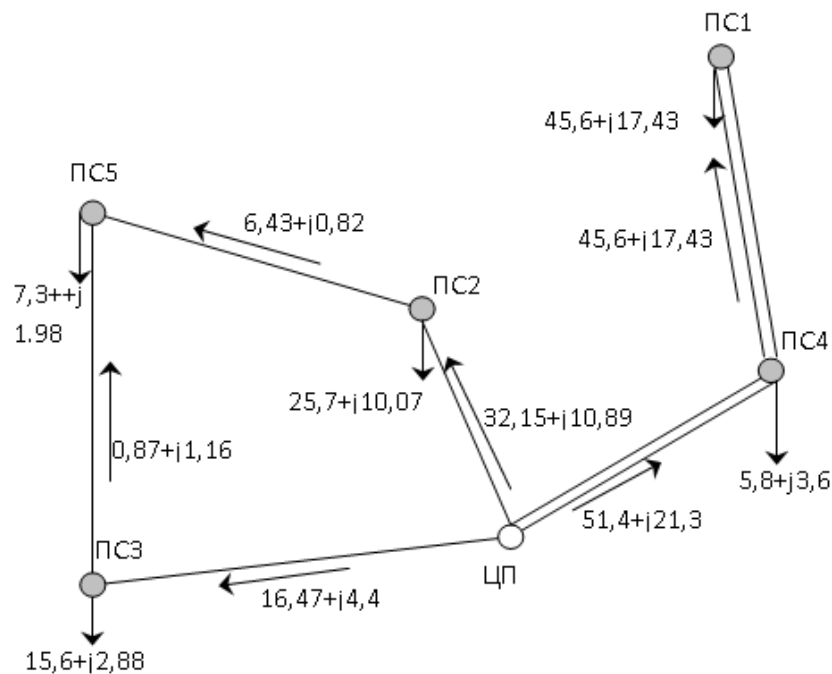


Рис. 2.4. Схема з кільцевою та магістральною мережею

Визначаємо потужність на головній ділянці кільцевої мережі за рівнянням (2.15):

$$S_{-A3} = \frac{S_2 \times l_{2B} + S_5 \times l_{5B} + S_3 \times l_{3B}}{l_{AB}}$$

$$S_{-A3} = \frac{(25,7 + j10,07) \times 18 + (7,3 + j1,98) \times 40,8 + (15,6 + j2,88) \times 79,2}{121,2} =$$

$$= (16,47 + j4,04) \text{ МВА.}$$

Таблиця 2.6

Результати попереднього розрахунку за варіантом IV

Номер з/п	Позна- чення	Оди- ниця вимірю- вання	Лінія					
			ЦП- ПС3	ПС3- -ПС5	ЦП- ПС2	ПС2-ПС5	ЦП-ПС4	ПС4-ПС1
1	l	км	42	38,4	18	22,8	31,2	33,6
2	P_l^H	МВт	16,47	0,87	32,13	6,43	51,4	45,6
3	Q_l^H	МВАр	4,4	1,16	10,89	0,82	21,03	17,43
4	S_l^H	МВА	16,96	1,45	33,93	6,48	55,54	48,8
5	$U_{ном}$	кВ	78/110	19/110	97/110	49/110	94/110	90/110
6	I_l^H	А	89,1	7,6	178,3	34,1	2·146	2·128,1
7	$n \cdot F_{ЕК}$	мм ²	1·120	1·120	1·185	1·120	2·120	2·120
8	$I_{доп}$	А	390	390	520	390	2·390	2·390
9	$P_l^{A1} + jQ_l^{A1}$	МВА	-	15,6+ +j2,88	48,6+ +j14,93	22,9 + j4,86	51,4 + j21	45,6 + j17,43
10	$P_l^{A2} + jQ_l^{A2}$	МВА	48,6+ +j14,93	33 + +j12,0	-	25,7 + +j10,07	-	-
11	$I_{лA1}$	А	-	83,4	267,2	123	291,5	256,2
12	$I_{лA2}$	А	267,2	184,6	-	145	-	-
13	$n \times F$	мм ²	1×120	1×120	1×185	1×120	2×120	2×120
14	r_0	Ом/км	0,249	0,249	0,162	0,249	0,249	0,249
15	x_0	Ом/км	0,427	0,427	0,413	0,427	0,427	0,427
16	r_l	Ом	10,46	9,56	2,92	5,68	3,88	4,18
17	x_l	Ом	17,93	16,4	7,43	9,74	6,66	7,17
18	ΔU_l^H	%	2,02	0,23	1,49	0,37	2,81	2,61
19	ΔU_{max}^H	%	2,25			5,42		
20	ΔU_l^{A1}	%	-	1,62	2,09	1,47	5,62	5,22
21	ΔU_l^{A2}	%	6,4	4,24	-	2,09	-	-
22	ΔU_{max}^{A1}	%	5,18			10,84		
23	ΔU_{max}^{A2}	%	12,74			-		

Потужності в гілках:

$$\underline{S}_{35} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_3 = (16,47 + j4,09) - (15,6 + j2,8) = (0,87 + j1,16)\text{МВА};$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{35} - \underline{S}_5 = (1,1 + j1,21) - (7,3 + j1,98) = -(6,43 + j0,82)\text{МВА};$$

$$\underline{S}_{25} = -\underline{S}_{52} = (6,43 + j0,82)\text{МВА};$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_{25} + \underline{S}_2 = (6,2 + j0,77) + (25,7 + j10,07) = (32,13 + j10,89)\text{МВА}.$$

Перевірка розрахунку потокорозподілу. Для перевірки слід знайти $\underline{S}_{ЦП-ПСЗ} = \underline{S}_{B3}$ за виразом (2.15) і порівняти з отриманим

раніше значенням:

$$\underline{S}_{B3} = \frac{S_2 \times I_{2A} + S_5 \times I_{5A} + S_3 \times I_{3A}}{I_{AB}}.$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B3} &= \frac{(25,7 + j10,07) \times 103,2 + (7,3 + j1,98) \times 80,4 + (15,6 + j2,88) \times 42}{121,2} = \\ &= (32,13 + j10,89)\text{МВА}. \end{aligned}$$

Перевірка підтвердила правильність розрахунку. Результати розрахунків заносимо до табл. 2.6.

За формулою (2.17) знаходимо розрахункову напругу для ділянок схеми і вибираємо номінальну напругу мережі $U_{ном} = 110\text{кВ}$. За формулами (2.18), (2.19) визначимо повні потужності і струми на ділянках мережі, а також розрахункові струми за формулою (2.20) для вибору перерізу проводів.

Подальші розрахунки за IV варіантом проведено аналогічно тому, як це було виконано для кільцевої мережі в III варіанті.

Особливістю є визначення максимальних втрат напруги в мережі, яка окремо визначена для кільцевої і магістральної мережі. У нормальному режимі для кільцевої мережі $\Delta U_{max}^H = 2,25\%$, для магістральної – $\Delta U_{max}^A = 5,42\%$. У післяаварійних режимах для кільцевої мережі $\Delta U_{max}^A = \Delta U_{max}^{A2} = 12,74\%$, магістральної – $\Delta U_{max}^A = 10,84\%$.

Схема за IV варіантом технічно може бути реалізована.

Варіант V

Складнозамкнена схема (рис. 2.5, а).

Розрахунок поточкорозподілу проводимо методом еквівалентування мережі. На першому етапі звільнимося від проміжних навантажень на лінії ЦП-ПС3-ПС5-ПС2 та ЦП-ПС4-ПС1-ПС2.

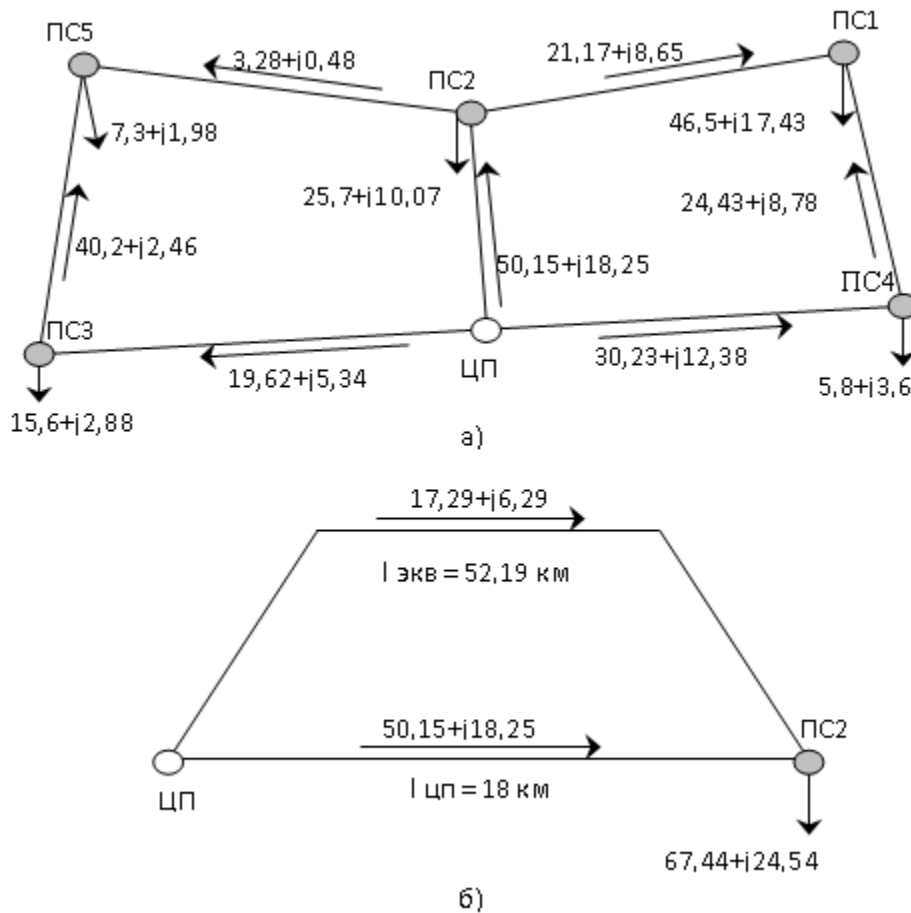


Рис. 2.5. Розрахунок режиму мережі за V варіантом:
а – початкова схема; б – еквівалентна схема

Для цього рознесемо навантаження ПС1 і ПС4 до кордонів гілок, що еквівалентуються:

$$S_{-2(1,4)} = \frac{S_{-1} \times l_{2Ц} + S_{-4} \times l_{4Ц}}{l_{21} + l_{14} + l_{Ц4}}$$

$$S_{-2(1,4)} = \frac{(45,6 + j17,43) \times 64,8 + (5,8 + j3,6) \times 74,4}{105,6} = (29,7 + j11,76) \text{ МВА.}$$

Аналогічно розносимо навантаження ПС3 і ПС5:

$$S_{-2(3,5)} = \frac{S_{-3} \times l_{3Ц} + S_{-5} \times l_{5Ц}}{l_{25} + l_{35} + l_{Ц3}}$$

$$S_{-2(3,5)} = \frac{(15,6 + j2,88) \times 42 + (7,3 + j1,98) \times 80,4}{103,2} = (12,04 + j2,71) \text{ МВА.}$$

В еквівалентній схемі (рис. 2.5,б) навантаження ПС2 складе

$$\begin{aligned} S_{-2\text{ ЕКВ}} &= S_{-2} + S_{-2(1,4)} + S_{-2(3,5)} = 25,7 + j10,07 + 229,7 + j11,76 + 12,04 + j2,71 = \\ &= (67,44 + j24,5) \text{ МВА.} \end{aligned}$$

У схемі (рис. 2.5) перетоки потужності по лініях розподіляться обернено пропорційно опорам ліній, які для спрощених розрахунків замінені довжинами. Еквівалентуємо лінії ПЛЦ-3-5-2 та ПЛЦ-4-1-2:

$$l'_{\text{ЕКВ}} = \frac{l_{Ц352} \cdot l_{Ц412}}{l_{Ц325} + l_{Ц412}}; \quad l'_{\text{ЕКВ}} = \frac{103,2 \cdot 105,6}{103,2 + 105,6} = 52,19 \text{ км.}$$

Еквівалентна довжина трьох ліній

$$l_{Ц2\text{ ЕКВ}} = \frac{l'_{\text{ЕКВ}} \cdot l_{Ц2}}{l'_{\text{ЕКВ}} + l_{Ц2}}. \quad l_{Ц2\text{ ЕКВ}} = \frac{52,16 \cdot 18}{52,19 + 18} = 13,38 \text{ км.}$$

Знаходимо потужність по ПЛЦП-ПС3 з пропорції

$$\frac{S_{-2\text{ ЕКВ}}}{S_{Ц2}} = \frac{l_{Ц2}}{l_{2\text{ ЕКВ}}}$$

$$S_{Ц2} = S_{-2\text{ ЕКВ}} \frac{l_{2\text{ ЕКВ}}}{l_{Ц2}}. \quad S_{Ц2} = (67,44 + j24,54) \frac{13,38}{18} = (50,15 + j18,25) \text{ МВА.}$$

Оскільки на ПЛЦП нема проміжних відборів потужності, то одержані значення відповідають дійсному значенню. Еквівалентне перетікання за двома лініями

$$S'_{\text{ЕКВ}} = S_{-2\text{ ЕКВ}} - S_{Ц2} = (67,44 + j24,54) - (50,15 + j18,28) = (17,29 + j6,29) \text{ МВА.}$$

Еквівалентне перетікання по ПЛ_{Ц-3-5-2} знаходимо з пропорції

$$\frac{S'_{EKB}}{S_{Ц352EKB}} = \frac{l_{Ц352}}{l'_{EKB}}$$

$$S_{Ц352EKB} = S'_{EKB} \frac{l'_{EKB}}{l_{Ц352}} = (17,29 + j6,29) \frac{52,19}{103,2} = (8,74 + j3,19) \text{ МВА.}$$

Еквівалентне перетікання по ПЛ_{Ц-4-1-2}

$$S_{Ц412ЭKB} = S'_{ЭKB} - S_{Ц352ЭKB} = (17,31 + j6,3) - (8,74 + j3,19) = (8,57 + j3,11) \text{ МВА.}$$

Дійсні значення перетікання

$$S_{52} = S_{Ц352} - S_{2(35)} = (8,74 + j3,19) - (12,04 + j2,71) = -(3,28 - j0,48) \text{ МВА;}$$

$$S_{35} = S_{52} + S_5 = -3,28 + j0,48 + 7,3 + j1,98 = (4,02 + j2,46) \text{ МВА;}$$

$$S_{Ц3} = S_{35} + S_3 = 4,02 + j2,46 + 15,6 + j2,88 = (19,62 + j5,34) \text{ МВА.}$$

За умовою балансу потужностей у вузлах знайдемо перетікання потужності в решті мережі:

$$S_{21} = S_{Ц2} - S_{25} - S_2 = 50,15 + j18,46 - 3,28 + j0,48 - 25,7 - j10,07 = (21,17 + j8,65) \text{ МВА;}$$

$$S_{14} = S_{21} + S_1 = 21,17 + j8,65 - 45,6 - j17,43 = -(24,43 + j8,78) \text{ МВА;}$$

$$S_{Ц4} = S_{41} + S_4 = 24,43 + j8,78 + 5,8 + j3,6 = (30,23 + j12,38) \text{ МВА.}$$

Результати розрахунку потокорозподілу нанесені на схему (рис. 2.5, а) і вказані в табл. 2.5. Подальший хід розрахунку устанавленого режиму такий самий, як і в попередніх варіантах.

Розглянемо три найважчі післяаварійних режими:

А1 – вимикання ПЛ_{ЦП-ПС3}, А2 – вимикання ПЛ_{ПС4-ЦП}, А3 – вимикання ПЛ_{ЦП-ПС2}.

Післяаварійний режим А1 – відключення ПЛ_{ЦП-ПС3} (рис. 2.6).

Особливістю розрахунку є те, що кільцева мережа ЦП-ПС-ПС1-ПС4-ЦП розрахована при навантаженні у вузлі 2, яке дорівнює сумі $S_2 + S_5 + S_3$. Найменша напруга може бути або в точці поточкорозподілу (ПС1), або на ПС3.

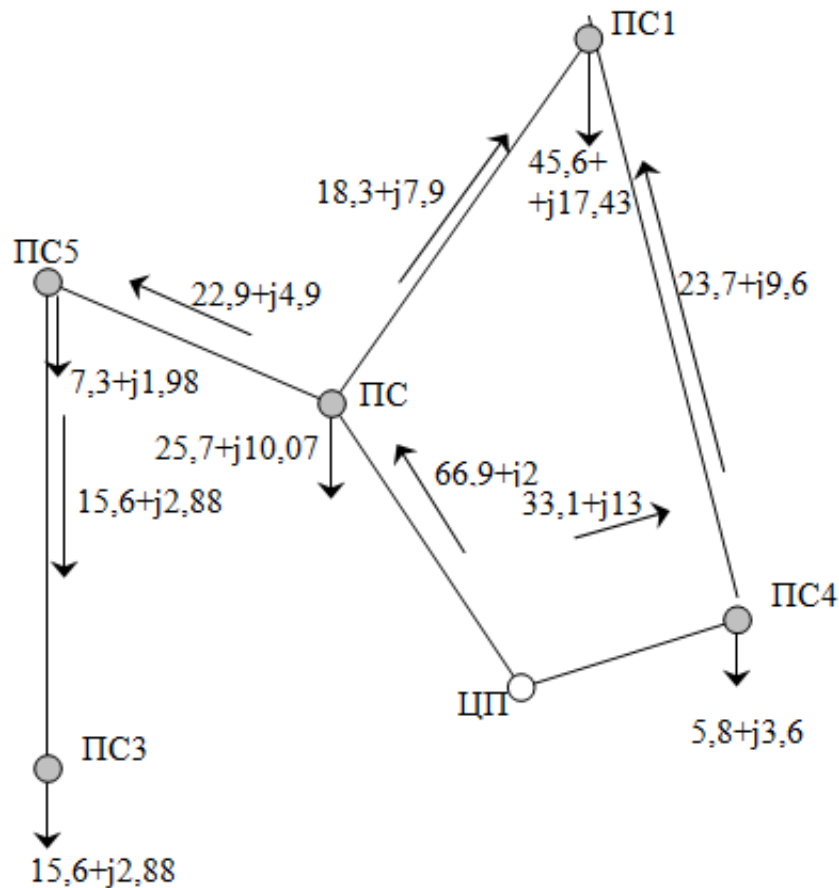


Рис. 2.6. Схема післяаварійного режиму А1

За розрахунком (табл. 2.7),

$$\Delta U_{\max}^{A1} = \Delta U_{Ц4}^{A1} + \Delta U_{41}^{A1} = 3,13 + 3,03 = 6,23\%.$$

Післяаварійний режим А2 – вимикання ПЛ_{ЦП-ПС4} (рис. 2.7):

$$\Delta U_{\max}^{A2} = \Delta U_{Ц2}^{A2} + \Delta U_{21}^{A2} + \Delta U_{14}^{A2} = 3,09 + 7,34 + 0,83 = 11,26\%.$$

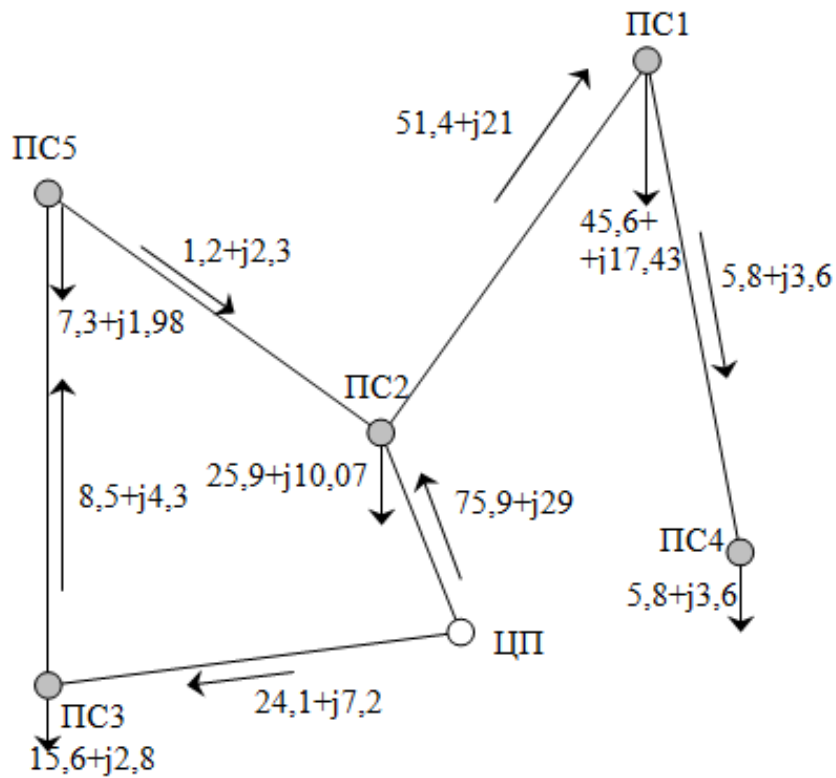


Рис. 2.7. Схема післяаварійного режиму А2

Таблиця 2.7

Результати попереднього розрахунку ustalених режимів для складнозамкненої мережі (варіант V)

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Лінія						
			ЦП-ПС3	ПС3-ПС5	ПС5-ПС2	ПС2-ПС1	ПС1-ПС4	ПС4-ЦП	ПС2-ЦП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	l	км	42	38,4	22,8	40,8	33,6	31,2	18
2	P_l^H	МВт	19,62	4,02	3,28	21,17	24,43	30,23	50,15
3	Q_l^H	МВАр	5,34	2,46	0,48	8,65	8,78	12,38	18,25
4	S_l^H	МВА	20,23	4,7	3,32	22,8	25,99	32,7	53,4
5	$U_{ном}$	кВ	110	110	110	110	110	110	110
6	I_l^H	А	107	24,7	17,4	119,9	136,4	171,6	280,1
7	$n \times F_{ЕК}$	мм ²	1×120	1×120	1×120	1×120	1×120	1×150	1×240
8	$I_{доп}$	А	390	390	390	390	390	450	610

Продовження табл. 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	$P_{\pi}^{A1} + jQ_{\pi}^{A1}$	MBA	-	15,6 + +j2,9	22,9 + +j4,9	18,3 + +j7,9	27,3 + j 9,6	33,1 + +j13	66,9+ +j22
10	$P_{\pi}^{A2} + jQ_{\pi}^{A2}$	MBA	24,1+ +j7,2	8,5 + +j4,3	1,2 + +j2,3	51,4 + +j21	5,8 +j3,6	-	75,9+ +j29
11	$P_{\pi}^{A3} + jQ_{\pi}^{A3}$	MBA	45 + +j15	29,4 + +j12	22,1 + +j10	3,6 + +j0,4	49,2 +j18	55 + j21	-
12	I_{π}^{A1}	A	-	82,56	123,3	105	151,7	186,9	226,3
13	I_{π}^{A3}	A	132,3	50,02	13,65	290,8	35,85	-	410,3
14	I_{π}^{A3}	A	248,3	165,9	126,5	20,36	312,8	309,8	-
15	$n \times F$	мм ²	1×120	1×120	1×120	1×120	1×120	1×150	1×240
16	r_0	Ом/км	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,198	0,12
17	x_0	Ом/км	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,42	0,405
18	r_{π}	Ом	10,46	9,56	5,68	10,16	8,37	6,18	2,16
19	x_{π}	Ом	17,93	16,4	9,74	17,42	14,35	13,1	7,29
20	ΔU_{π}^H	%	2,49	0,65	0,19	3,02	5,75	2,58	2,89
21	ΔU_{\max}^H	%	8,33						
22	ΔU_{π}^{A1}	%	-	1,64	1,47	2,67	3,03	3,13	2,53
23	ΔU_{\max}^{A1}	%	6,23						
24	ΔU_{π}^{A2}	%	3,15	1,04	0,24	7,34	0,83	-	3,09
25	ΔU_{\max}^{A2}	%	11,26						
26	ΔU_{π}^{A3}	%	6,05	3,9	1,82	0,36	7,39	5,13	-
27	ΔU_{\max}^{A3}	%	11,77						

Післяварійний режим А3. Потокорозподіл такий самий, як у кільцевій мережі (рис. 2.3):

$$\Delta U_{\max}^{A3} = \Delta U_{\pi 3}^{A3} + \Delta U_{35}^{A3} + \Delta U_{52}^{A3} = 6,05 + 3,9 + 1,82 = 11,77\%.$$

З огляду на те, що перевантажених ліній нема, і сумарні втрати напруги до найвіддаленіших ПС не перевищують допустимих значень у нормальному та післяварійних режимах, можна зробити висновок, що V варіант є також технічно реалізованим.

2.3.5. Вибір трансформаторів

Для визначення перевантажувальної спроможності трансформаторів з тим, щоб зношення їхньої ізоляції було в межах технічних норм за ГОСТ 14209-95, потрібна інформація про графіки навантаження споживачів. Якщо при виконанні проекту добові графіки навантаження ПС не задані, то можна вважати допустимим перевантаження на 40 % у післяаварійному режимі. Тому на двотрансформаторних ПС номінальна потужність трансформаторів вибирається з урахуванням таких умов:

- у нормальному режимі повинно бути забезпечено живлення навантаження споживачів, приєднаних до трансформатора з боку НН без перевантаження трансформаторів,

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}}{2}, \quad (2.25)$$

де S_{ni} – повна потужність споживачів;

- якщо енергосистема може забезпечити при виході з ладу одного з трансформаторів його ремонт або заміну протягом доби, то потрібно резервування тільки споживачів I і II категорій. При цьому в роботі трансформатор, що залишився, повинен забезпечити живлення споживачів I і II категорій ПС з урахуванням допустимого перевантаження на 40 % понад номінальну потужність:

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}^{I,II}}{1,4}; \quad (2.26)$$

- за відсутності можливості заміни протягом доби пошкодженого трансформатора його номінальну потужність вибирають за формулою

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}}{1,4}. \quad (2.27)$$

Потужність трансформаторів визначається або одночасним виконанням умов (2.25) і (2.26), або умовою (2.27).

Наявність або відсутність резервних трансформаторів у системі вказує викладач при видачі завдання. За відсутності такої

вказівки студенту надається право самому задати цю умову і вибрати трансформатори або за виразами (2.25) і (2.26), або за виразом (2.27).

Якщо на підстанції встановлено один трансформатор, то допускається його регулярне перевантаження в режимах найбільших навантажень на 20-30 %. Це відповідає умові вибору трансформатора

$$S_{Тном} = \frac{S_{ni}}{1,2}. \quad (2.28)$$

Вибирають трансформатори згідно з каталожними і розрахунковими даними найбільш використовуваних трансформаторів, які наведені в роботі [6].

Завантаження трансформаторів характеризує коефіцієнт завантаження, що визначається за формулами:

- у нормальному режимі

$$K_3^H = \frac{S_{ni}}{n \cdot S_{Тном}}, \quad (2.29)$$

де n – кількість трансформаторів на ПС;

- у післяаварійному

$$K_3^A = \frac{S_{ni}}{S_{Тном}}. \quad (2.30)$$

Для однострансформаторних ПС поняття відсутнє.

При визначенні завантажень трансформаторів у післяаварійному режимі користуємось формулами (2.25) та (2.26). У післяаварійному режимі необхідно враховувати, що частина споживачів III категорії може бути відключена для забезпечення $K_3^A \leq 1,4$. Слід визначити відсотковий обсяг споживачів III категорії, які підлягають вимиканню ($N_{ВИМК}^{III}$). Він визначається за формулою

$$N_{ВИМК}^{III} = \frac{S_{ni} - 1,4 \cdot S_{Тном}}{S_{ni}^{III}} \cdot 100\%, \quad (2.31)$$

де S_{ni}^{III} – повна потужність споживачів III категорії.

Відомості про трансформатор заносять до табл. 2.8. При виборі трансформаторів за формулою (2.27) рядки 3 і 9 можна виключити з табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Вибір трансформаторів

Номер з/п	Розрахункова величина	Позначення	Підстанція		
			I варіант	... варіант	N варіант
1	Номінальна напруга підстанції, кВ	$U_{ном}$			
2	Найбільше повне навантаження ПС, МВА	S_{ni}			
3	У тому числі споживачів I, II категорій, %	$S_{ni}^{I,II}$			
4	Номінальна потужність трансформаторів, МВА	$S_{Тном}$			
5	Тип трансформаторів	-			
6	Кількість трансформаторів на ПС	n			
7	Завантаження трансформаторів у нормальному режимі	K_3^H			
8	Завантаження трансформаторів у післяаварійному режимі	K_3^A			
9	Обсяг споживачів III категорії, що підлягають вимиканню в післяаварійному режимі	$N_{вимк}^{III}$			

Якщо розглядаються варіанти мережі з різним $U_{ном}$ або різною кількістю трансформаторів на ПС, у табл. 2.8 слід передбачити графи для розрізнення варіантів. В іншому випадку ці графи не потрібні.

Приклад 5. Вибрати трансформатори для проектованої мережі. Врахувати установку КП (приклад 2) і схемну відміну

варіантів (приклади 3, 4). В енергосистемі є можливість заміни пошкоджених трансформаторів протягом доби.

Навантаження підстанцій (табл. 2.1):

$$S_1 = 48,82 \text{ МВА } (S_1^{I,II} = 60\%);$$

$$S_2 = 27,6 \text{ МВА } (S_2^{I,II} = 50\%); \quad S_3 = 15,86 \text{ МВА } (S_3^{I,II} = 40\%);$$

$$S_4 = 6,82 \text{ МВА } (S_4^{I,II} = 70\%); \quad S_5 = 7,56 \text{ МВА } (S_5^{I,II} = 60\%).$$

Розглянемо вибір трансформаторів на прикладі ПС3. Результати розрахунків по ПС3 та інших підстанціях зведені до табл. 2.9.

Таблиця 2.9

Вибір трансформаторів

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Підстанція					
			1	2	3		4	5
					Варіанти I, IV, V	Варіант II		
1	$U_{ном}$	кВ	110	110	110	110	110	110
2	S_{ni}	МВА	48,82	27,6	15,86	15,86	6,82	7,56
3	$S_{ni}^{I,II}$	%	60	50	40	40	70	60
4	$S_{Тном}$	МВА	25	16	10	16	6,3	6,3
5	Тип трансформатора	-	ТРДН	ТДН	ТДН	ТДН	ТМН	ТМН
6	n	шт.	2	2	2	1	2	2
7	K_3^H	в.о.	0,98	0,86	0,79	0,99	0,54	0,6
8	K_3^A	в.о.	1,95	1,72	1,58	-	1,08	1,2
9	$N_{вимк}^{III}$	%	70,8	37,7	19,5	-	-	-

За формулами (2.25), (2.26) знаходимо потужність трансформаторів при виконанні ПС3 з двома трансформаторами (варіанти I, IV, V).

$$S_{Тном} \geq \frac{15,86}{2} = 7,93 \text{ МВА}; \quad S_{Тном} \geq \frac{0,4 \cdot 15,86}{1,4} = 4,53 \text{ МВА}.$$

Вибираємо трансформатори ТДН-10000/110. За формулою (2.28) знаходимо потужність трансформатора при виконанні ПСЗ з одним трансформатором (варіант II):

$$S_{Тном} \geq \frac{15,86}{1,2} = 13,22 \text{ МВА.}$$

Вибираємо трансформатор ТДН-16000/110. Коефіцієнт завантаження для двотрансформаторного виконання ПСЗ (формули (2.29), (2.30)):

$$K_{33}^H = \frac{15,86}{2 \cdot 10} = 0,79; \quad K_{33}^A = \frac{15,86}{10} = 1,58.$$

для однострансформаторного виконання ПСЗ

$$K_{33}^H = \frac{15,86}{16} = 0,99.$$

На підстанціях ПС1, ПС2 і ПС3 при двотрансформаторному виконанні потрібно розвантаження при аваріях у режимах найбільшого навантаження. За формулою (2.31) знаходимо відсоток вимикання споживачів III категорії, наприклад для ПС3 при варіанті I схеми

$$N_{вимк}^{III} = \frac{15,86 - 1,4 \cdot 10}{0,6 \cdot 15,86} \cdot 100\% = 19,5\% .$$

2.3.6. Вибір раціональної схеми мережі зовнішнього електропостачання тягової підстанції на підставі техніко-економічного порівняння конкурентоспроможних варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконують у два етапи. На першому етапі проводять експертне зіставлення варіантів. Використовуючи попередні дані, складають табл. 2.10, за якою варіанти з однаковою номінальною напругою порівнюють за сумарною довжиною ПЛ в одноколовому виконанні, кількістю комірок лінійних вимикачів у ЦП й на ПС. Враховуються також умови регулювання напруги за сумарними втратами напруги від ЦП до електрично найвіддаленішої точки мережі.

Варіанти, що технічно не можуть бути реалізовані, до таблиці не включають.

Таблиця 2.10

Втрата напруги від центру живлення до електрично найвіддаленішої точки мережі та об'ємні показники варіантів

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Варіант		
				I	...	N
1	Номінальна напруга мережі	кВ	$U_{ном}$			
2	Втрати напруги в нормальному режимі	%	ΔU_{max}^H			
3	Втрати напруги в післяаварійному режимі	%	ΔU_{max}^A			
4	Кількість комірок лінійних вимикачів	шт.	$n_{цп}$			
5	Кількість комірок вимикачів на ПС	шт.	$n_{пс}$			
6	Сумарна довжина ЛЕП в одноланцюговому виконанні	км	l_{Σ}			

За результатами розгляду показників табл. 2.10 виконують експертне оцінювання, виключаючи варіанти з великими об'ємними показниками (довжина ліній, кількість комірок вимикачів). Для подальшого розроблення залишають 2-3 варіанти. Якщо експертне оцінювання не виявило явно програшних варіантів, то не враховувати при розгляді будь-які варіанти не слід.

Решту варіантів піддають техніко-економічному порівнянню за приведеними витратами. При навчальному проектуванні можна прийняти, що термін спорудження мереж і ПС району не більше одного року і умовно вважати витрати виробництва постійними в часі. При цих припущеннях критерієм оптимального варіанта є мінімум приведених витрат, який визначається за формулою

$$Z = E_H \cdot K + B + U, \quad (2.32)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладів, $E_H = 0,12 \text{ 1/рік}$.

B – щорічні витрати виробництва, тис. грн/р.;

$У$ – очікуваний середньорічний збиток від порушення електропостачання, тис. грн/р.;

K – сумарні капітальні вкладення в будівництво ПЛ ($K_{\text{Л}}$) та ПС ($K_{\text{П}}$), тис. грн,

$$K = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}}. \quad (2.33)$$

При виконанні техніко-економічного порівняння варіантів можливих схем не враховують ті елементи мережі, які не змінюються при переборі варіантів, наприклад закриті розподільні пристрої 10 кВ ПС, трансформатори ПС, якщо вони однакові у всіх варіантах. Для цих елементів не визначають вартість капіталовкладень, відрахування на амортизацію, витрати на поточний ремонт і обслуговування, а також витрати на відшкодування втрат електроенергії.

Результатом розрахунків і аналізу матеріалів цього розділу є вибір оптимального варіанта, що характеризується найменшими приведеними витратами. Якщо приведені витрати на спорудження мережі за двома або більше варіантами розрізняються не більш ніж на 5 %, то такі варіанти вважаються рівноеконічними.

При порівнянні економічно рівноцінних варіантів перевагу слід віддати тому, у якому:

- найвища напруга;
- кращі можливості розвитку мережі при зростанні навантаження і появі нових ПС;
- найвища оперативна гнучкість схеми.

Капітальні витрати на спорудження електричних мереж визначають за збільшеними показниками вартості елементів мережі. Пропоновані вартісні показники не відповідають дійсному рівню цін і витратам на сьогодні. Використання цих показників у техніко-економічному порівнянні (2.32) можливе при допущенні, що відбулася пропорційна зміна цін на обладнання та вартість будівельно-монтажних робіт, витрат виробництва при експлуатації та вартість електроенергії.

Значення капітальних вкладень у будівництво мереж вносять до табл. 2.11.

Таблиця 2.11

Капітальні вкладення в будівництво електричної мережі, тис. грн

Номер з/п	Елемент мережі	Одиниця вимірювання	Позначення	Вартість одиниці	Варіант I ... кВ		...	Варіант N ... кВ	
					Кількість одиниць	Разом вартість		Кількість одиниць	Разом вартість
1	ЦП та ПС								
1.1	Комірки лінійних вимикачів у ЦП	шт.							
1.2	ВРП ПС: без вимикачів; два блоки лінія-трансформатор; міст	шт.							
1.3	Комірки вимикачів на боці ВН для ПС зі збірними шинами	шт.							
1.4	Трансформатори: ТДН-... ТМН-...	.. шт. шт.							
1.5	Постійна частина затрат	-							
	Разом по ЦП і ПС		К _П						
2	ПЛ								
2.1	Одноланцюгова з проводами: АС-... АС-...	км км							
2.2	Дволанцюгова з проводами: 2АС-... 2АС-...	км км							

Кількість комірок лінійних вимикачів (рядок 1.1) у ЦП дорівнює кількості відповідних ліній до ЦП. Вартість визначається для повітряних вимикачів. У рядку 1.2 вартість ВРП розраховується залежно від схем ПС. Для підстанцій зі збірними шинами (рядок 1.3) вартість враховується за кількістю комірок для масляних вимикачів. Вартість трансформаторів (рядок 1.4) визначається для тих ПС, на яких за різними варіантами схеми мережі встановлюються різні трансформатори (за кількістю і типом). Якщо при розгляді варіантів слід врахувати вартості елементів мережі, які не враховано в табл. 2.11, то їх вносять до таблиці окремими рядками. Незаповнені рядки з табл. 2.11 слід виключити.

Щорічні витрати виробництва визначають як суму витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування для підстанцій і ліній, а також вартості втрат електроенергії ($B_{\Delta W}$):

$$B = B_{\Pi} + B_{л} + B_{\Delta W}. \quad (2.34)$$

При цьому

$$B_{\Pi} = (p_{an} + p_{pn} + p_{on}) \cdot K_{\Pi}; \quad B_{л} = (p_{al} + p_{pl} + p_{ol}) \cdot K_{л},$$

де $p_{an}; p_{pn}; p_{on}; p_{al}; p_{pl}; p_{ol}$ – відповідно норми щорічних відрахувань на амортизацію (a), поточний ремонт (p) і обслуговування (o) у відносних одиницях. У проекті можна прийняти:

- для ПЛ 35 і вище ($p_{al} + p_{pl} + p_{ol}$) = 0,028;
- для ПС 35 – 150 кВ ($p_{an} + p_{pn} + p_{on}$) = 0,094;
- для ПС 220 кВ ($p_{an} + p_{pn} + p_{on}$) = 0,078.

Вартість втрат електроенергії в лініях ($B_{\Delta W_{л}}$) визначаємо як

$$B_{\Delta W_{л}} = C_E \cdot \Delta W_{л}; \quad (2.35)$$

$$\Delta W_{л} = \tau \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{лj}; \quad (2.36)$$

$$\Delta P_{лі} = \frac{S_{лі}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{лі}, \quad (2.37)$$

де C_E – питомий показник вартості втрат електроенергії в мережі, тис. грн/(МВт·год);

ΔW_{λ} – сумарні річні втрати електроенергії в ПЛ мережі, МВт·год;

τ – час найбільших втрат, год;

$\Delta P_{\lambda j}$ – втрати активної потужності в режимі найбільших навантажень j -ї лінії;

$r_{\lambda j}$ – активний опір проводів j -ї лінії, Ом;

$S_{\lambda j}$ – потік повної потужності по j -й лінії, МВт·год;

m – кількість ліній.

Час найбільших втрат знаходять за формулою для графіків пікової форми

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{нб}}{10^4})^2 \times 8760, \quad (2.38)$$

де $T_{нб}$ – тривалість використання найбільшого навантаження, год (згідно з завданням).

Питома вартість втрат електроенергії в мережі залежно від коефіцієнта потрапляння в максимум енергосистеми може бути визначена за графіком. Рекомендується прийняти $a_T = 0,9$. Розрахунок вартості втрат електроенергії в лініях зводять до табл. 2.12, у якій графі ΔW_{λ} та $B_{\Delta W_{\lambda}}$ слід заповнювати тільки для підсумкового рядка.

Якщо при першій же нагоді використані однакові трансформатори на ПС, то витрати на відшкодування втрат електроенергії в трансформаторах можна не враховувати. В іншому випадку необхідно визначити витрати на відшкодування втрат електроенергії у трансформаторах для кожного з варіантів на тих ПС, де трансформатори відрізняються в різних варіантах за типом або кількістю.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах знаходять за формулою

$$B_{WT} = C_E (\Delta W_X + \Delta W_{HAB}), \quad (2.39)$$

де ΔW_X – постійні втрати електроенергії (втрати холостого ходу);

ΔW_{HAB} – навантажувальні втрати електроенергії.

Таблиця 2.12

Щорічні втрати електроенергії в лініях і витрати на їх відшкодування, тис. грн

Номер з/п	Лінія	Позначення	Одиниця вимірювання	Варіант			
				1	2	...	N
1	ПЛ...	ΔP	МВт				
2	ПЛ...	ΔP	МВт				
3	ПЛ...	ΔP	МВт				
...	...						
<i>m</i>							
	Разом втрат активної потужності	ΔP_l	МВт				
	Втрати електроенергії в лініях	ΔW_l	МВт·год				
	Вартість втрат електроенергії в лініях	$B_{\Delta W_l}$	тис. грн				

Постійні втрати практично однакові весь час роботи трансформатора:

$$\Delta W_x = \sum_{i=1}^n \Delta P_{cti} \cdot T_i, \quad (2.40)$$

де T_i – час роботи i -го трансформатора протягом року (рекомендується прийняти $T_i = 8760$ год).

Навантажувальні втрати знаходять за формулою

$$\Delta W_{HAB} = \tau \cdot \sum_{i=1}^n \Delta P_{M.i}. \quad (2.41)$$

У формулах (2.40), (2.41):

ΔP_{cti} – втрати активної потужності в магнітопроводах трансформаторів (втрати в сталі), МВт ;

ΔP_{Mi} – втрати активної потужності в обмотках трансформаторів (втрати в міді), МВт;

n – кількість врахованих підстанцій.

Визначення складових втрат активної потужності в трансформаторах проводиться з використанням їхніх паспортних даних за формулами

$$\Delta P_{CTi} = n_{TP} \cdot \Delta P_{Xi}; \quad (2.44)$$

$$\Delta P_{Mi} = \frac{1}{n_{TP}} \cdot \Delta P_{Ki} \cdot \frac{S_{ni}^2}{S_{THOM}^2}, \quad (2.45)$$

де ΔP_{Xi} – втрати активної потужності холостого ходу одного трансформатора i -ї ПС, МВт;

ΔP_{Ki} – втрати активної потужності короткого замикання одного трансформатора i -ї ПС, МВт;

S_{ni} – повне навантаження i -ї ПС, МВА;

S_{THOMi} – номінальна потужність трансформатора на i -ї ПС, МВА;

n – кількість трансформаторів на i -й ПС.

Отримані результати заносимо до табл. 2.13.

Таблиця 2.13

Витрати на відшкодування втрат електроенергії в трансформаторах

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція							
				1...			...	N			
				Варіант			...	Варіант			
				№1	...	№M	...	№1	...	№M	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Найбільше повне навантаження на боці НН ПС	МВА	S_{ni}								
2	Номінальна потужність трансформатора	МВА	S_{THOM}								
3	Кількість трансформаторів на ПС	-	n_{TP}								

Продовження табл. 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Втрати активної потужності холостого ходу	МВт	ΔP_{Xi}							
5	Втрати активної потужності короткого замикання	МВт	ΔP_{Ki}							
6	Втрати активної потужності в магнітопроводах n_{TP} трансформаторів	МВт	ΔP_{CTi}							
7	Втрати активної потужності в обмотках трансформаторів	МВт	ΔP_M							
8	Постійні втрати електричної енергії у трансформаторах	МВт·год	ΔW_{HAB}							
9	Навантажувальні втрати електричної енергії у трансформаторах	МВт·год	ΔW_T							
10	Втрати електричної енергії у трансформаторі	МВт·год	ΔW_x							
11	Витрати на відшкодування втрат електроенергії у трансформаторах	тис. грн	$B_{\Delta WT}$							

При техніко-економічному розрахунку слід враховувати сумарні витрати по мережі:

$$B_{\Delta W} = B_{\Delta W_l} + B_{\Delta W_T} . \quad (2.44)$$

Очікуваний середньорічний збиток від порушення електропостачання визначається збитками від вимушених (Z_B) і планових (Z_{Π}) простоїв, тис. грн:

$$Z = Z_B + Z_{II}. \quad (2.45)$$

Методика розрахунку очікуваного збитку наведена у роботі [5]. Можна спростити завдання, зробивши припущення:

- враховувати збиток тільки від вимикання ПЛ;
- збиток від аварійних вимиканнях за наявності резервування вважати відсутнім ($Z_B = 0$).

За наявності резервування $Z_{II} = 0$. З урахуванням прийнятих припущень у резервованих ПЛ можна вважати $Z = 0$.

На ПС, підключених однією ПЛ, слід провести розрахунок збитку:

$$Z_B = \frac{l \times \omega}{100} \cdot T_B \cdot P_{нб}^{II} \cdot \varepsilon \cdot \alpha; \quad (2.46)$$

$$Z_{II} = K_{II} \cdot P_{нб}^{II} \cdot \varepsilon \cdot \beta, \quad (2.47)$$

де ω – параметр потоку відмов на 100 км довжини ПЛ, відмов/р.;

l – довжина ПЛ, км;

T_B – середній час відновлення, р./відмова;

$P_{нб}^{II} = P_{ni}^{II}$ – найбільше активне навантаження споживачів II категорії за надійністю електропостачання, кВт;

ε – коефіцієнт ліміту навантаження споживача;

α – розрахунковий питомий річний збиток через вимушену перерву електропостачання, тис. грн/кВт в рік;

K_{II} – коефіцієнт планових простоїв на одне коло ПЛ, відн. од;

β – розрахунковий річний збиток через планові перерви в електропостачанні, тис. грн/кВт в рік.

При повній втраті живлення $\varepsilon = 1$. Значення α і β приймають за графіками залежно від структури споживання і значення ε [5].

Розрахунки приведених витрат виконують у підсумковій табл. 2.14, за результатами аналізу якої роблять висновок про оптимальний варіант.

Якщо схема підключення ПС, яка не має споживачів I категорії, для всіх варіантів побудови мережі однакова (наприклад радіальне підключення до ЦП), то вибір кількості кіл

при підключенні цих ПС можна проводити окремо, тільки для цих ПС. При цьому техніко-економічне порівняння варіантів схеми решти мереж виконують без урахування збитку, а до табл. 2.14 увійдуть варіанти підключення ПС без споживачів I категорії, які виграли в окремому порівнянні.

Таблиця 2.14

Підсумкова таблиця порівняння варіантів за приведеними витратами при будівництві мережі

Номер з/п	Розрахункова величина	Позначення	Варіант		
			1	...	М
1	Вартість врахованих елементів ЦП і ПС	$K_{П}$			
2	Вартість ПЛ	$K_{Л}$			
3	Сумарна вартість мережі	K			
4	Щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ПС	$B_{П}$			
5	Щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ПЛ	$B_{Л}$			
6	Щорічні витрати на відшкодування втрат електроенергії	$B_{\Delta W}$			
7	Щорічні витрати виробництва	B			
8	Капітальні вкладення, приведені до одного року, тис. грн/р.	$E_H \cdot K$			
9	Середньорічний збиток, тис. грн/р.	Z			
10	Приведені витрати, тис. грн/р.	Π			

Приклад 6. Використовуючи вихідні дані програми і результати розрахунків попередніх прикладів, вибрати оптимальний варіант схеми мережі.

З п'яти розглянутих варіантів (приклад 4) технічно можуть бути реалізовані чотири. Варіант III (кільцева мережа) не проходить за технічними вимогами. Проведемо експертне оцінювання варіантів, що залишилися (табл. 2.15).

Таблиця 2.15

Дані для експертного оцінювання варіантів

Номер з/п	Позна- чення	Одиниця вимірювання	Варіант			
			1	2	4	5
1	$U_{ном}$	кВ	110	110	110	110
2	$\Delta U_{МАХ}^H$	%	5,42	5,42	5,42	8,33
3	$\Delta U_{МАХ}^A$	%	10,84	10,84	12,74	11,77
4	$n_{ЦП}$	шт.	6	5	4	3
5	$n_{ПС}$	шт.	10	8	13	19
6	l_{Σ}	км	295,2	253,2	250,8	226,8
7	n	шт.	10	9	10	10

У всіх розглянутих варіантах достатній запас з регулювання напруги трансформаторами з РПН. Виділити варіант, який явно програє в техніко-економічному порівнянні складно. Найменші капітальні вкладення на підстанціях будуть у варіанті II, але він може програти варіанту I через збитки від втрати живлення на ПСЗ.

У варіанті V найменші витрати на будівництво ліній поєднуються з найбільшими витратами на будівництво підстанцій. Варіант IV – проміжний за витратами і на підстанціях, і на лініях. Виносимо на техніко-економічне порівняння всі варіанти, які можуть бути технічно реалізовані. Розрахунок капітальних вкладень у будівництво електричної мережі для різних варіантів наведено в табл. 2.16.

Таблиця 2.16

Капітальні вкладення в будівництво електричної мережі, тис. грн

Номер з/п	Елемент мережі	Одиниця вимірювання	Позначення	Вартість одиниць	Варіант I 110 кВ		Варіант II 110 кВ		Варіант IV 110 кВ		Варіант V 110 кВ	
					Кількість одиниць	Разом вартість	Кількість одиниць	Разом вартість	Кількість одиниць	Разом вартість	Кількість одиниць	Разом вартість
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1		ЦП і ПС										
1.1	Комірки лінійних вимикачів у ЦП	шт.		42	6	252	5	210	4	168	3	126
	ВРП на ПС:											
1.2	Комірки вимикачів на ВН для ПС зі збірними шишами	шт.		35	-	-	-	-	-	-	7	245
1.3	Міст з вимикачами і неавтоматичною перемичкою	шт.		120	-	-	-	-	3	360	4	480
1.4	Два блоки ліній-трансформатор з неавтоматичною перемичкою	шт.		82,9	5	414,5	4	331,6	2	165,8	-	-
1.5	Блок ліній-трансформатор з роз'єднувачем	шт.		11,5	-	-	1	11,5	-	-	-	-
	Трансформатори на ПС:											
1.6	ТДН-10000/110	шт.	K_T	54	2	108	-	-	2	108	2	108
	ТДН-16000/110	шт.	K_T	63	-	-	1	63	-	-	-	-
	Постійна частина витрат на ПС:											
1.7	Без вимикачів	шт.		130	-	-	1	130	-	-	-	-
	За схемою міст або два блоки зі збірними шишами	шт.		210	5	1050	4	840	5	1050	4	840
	Разом по ЦП та ПС	шт.	K_{II}	290	-	-	-	-	-	-	1	290
						1824,5		1586,1		1851,8		2089,0

Продовження табл. 2.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	ПЛ										
2.1	Одноланцюгові з проводами:										
	АС-120	км	13,1	211,2	2766,7	253,2	3316,9	232,8	3049,7	177,6	2326,6
	АС-150	км	13,2	-	-	-	-	-	-	31,2	411,8
	АС-185	км	13,8	-	-	-	-	18	248,4	-	-
	АС-240	км	15,1	-	-	-	-	-	-	18	271,8
2.2	Дволанцюгові з проводами:										
	2АС-70	км	21,4	42	898,8	-	-	-	-	-	-
	Разом по ПЛ				3665,5		3316,9		3298,4		3010,2
	Разом по мережі				5490		4903		5150,2		5099,2

Вартість втрат електроенергії по лініях визначимо за формулами (2.35)–(2.37). За формулою (2.38) знаходимо час найбільших витрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3500}{10000}\right)^2 \times 8760 = 1968 \text{ год.}$$

а за графіком – питомі витрати поповнення втрат електроенергії в мережі залежно від відношення $\tau / K_M^2 = 1968 / 0,81 = 2187 \text{ год.}$

$$C_E(\tau / K_M^2) = 2,7 \text{ коп / кВт} \cdot \text{год} = 0,027 \text{ тис. грн / МВт} \cdot \text{год.}$$

Наприклад, розраховуємо витрати на поповнення втрат електроенергії в лініях за I варіантом. Втрати потужності в лініях (2.37):

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{ЩЛ-ПС3}}^I &= \frac{15,86^2}{110^2} \cdot 8,99 = 0,187 \text{ МВт}; & \Delta P_{\text{ЩЛ-ПС2}}^I &= \frac{35,13^2}{110^2} \cdot 8,24 = 0,84 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{\text{ЩЛ-ПС4}}^I &= \frac{55,54^2}{110^2} \cdot 3,88 = 0,989 \text{ МВт}; & \Delta P_{\text{ПС2-ПС5}}^I &= \frac{7,56^2}{110^2} \cdot 2,84 = 0,013 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{\text{ПС4-ПС1}}^I &= \frac{48,8^2}{110^2} \cdot 4,18 = 0,823 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Значення S_j і r_j отримані з табл. 2.4. Разом втрати в лініях $\Delta P^I = 2,852 \text{ МВт.}$

Втрати електроенергії (2.36)

$$\Delta W_{\text{Л}}^I = 1968 \cdot 2,852 = 5612,74 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях (2.35):

$$B_{\Delta W_{\text{Л}}}^I = 0,027 \cdot 5612,74 = 151,54 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунків за варіантами зведені до табл. 2.17.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах врахуємо для ПС3. У I, IV, V варіантах на ПС встановлюються 2×ТДН-10000/110, у другому варіанті – ТДН-16000/110. Розрахунок втрат і їхньої вартості показані в табл. 2.18 за формулами (2.39)–(2.43).

Загальні витрати на поповнення втрат електроенергії складуть за варіантами (2.44):

$$\begin{aligned} B_{\Delta W}^I &= 162,15 \text{ тис. грн.}; & B_{\Delta W}^{II} &= 162,15 \text{ тис. грн.}; \\ B_{\Delta W}^{IV} &= 136,06 \text{ тис. грн.}; & B_{\Delta W}^V &= 143,95 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Таблиця 2.17

Витрати на поповнення втрат електроенергії в лініях

Номер з/п	Лінія	Позначення	Одиниця вимірювання	Варіант			
				I	II	IV	V
1	ПЛ ЦП – ПС3	$\Delta P_{Ц-3}$	МВт	0,187	0,218	0,249	0,357
2	ПЛ ЦП – ПС2	$\Delta P_{Ц-2}$	МВт	0,84	0,84	0,278	0,509
3	ПЛ ЦП – ПС4	$\Delta P_{Ц-4}$	МВт	0,989	0,989	0,989	0,546
4	ПЛ ПС2 – ПС5	ΔP_{2-5}	МВт	0,013	0,013	0,02	0,005
5	ПЛ ПС1 – ПС4	ΔP_{1-4}	МВт	0,823	0,823	0,823	0,467
6	ПЛ ПС1 – ПС2	ΔP_{1-2}	МВт	-	-	-	0,436
7	ПЛ ПС3 – ПС5	ΔP_{3-5}	МВт	-	-	0,002	0,02
8	Разом втрат потужності	ΔP_L	МВт	2,852	2,883	2,361	2,34
9	Втрати електроенергії в ПЛ	ΔW_L	МВт·год	5612,74	5673,74	4646,45	4605,1
10	Вартість втрат електроенергії в ПЛ	$B_{\Delta W_L}$	тис. грн	151,54	153,19	125,45	124,34

Середньорічний збиток, який очікується від порушення електропостачання, враховуємо при підключенні ПС3 одноковою лінією (II варіант).

Збиток від вимушених простоїв (2.46)

$$Z_B = \frac{l \times \omega}{100} \cdot T_B \cdot P_{нб}^2 \cdot \varepsilon \cdot \alpha = \frac{42 \cdot 1,1}{100} \cdot 10^{-3} \cdot (15,6 \cdot 10^3 \cdot 0,4) \cdot 1 \cdot 6 = 17,3 \text{ тис. грн.}$$

Збиток від планових простоїв (2.47)

$$Z_{II} = K_{II} \cdot P_{нб}^2 \cdot \varepsilon \cdot \beta = 5 \cdot 10^{-3} \cdot (15,6 \cdot 10^3 \cdot 0,4) \cdot 1 \cdot 4,5 = 140,4 \text{ тис. грн.}$$

Величина збитку, який очікується від недовідпускання електроенергії (2.45),

$$З = 17,3 + 140,4 = 157,7 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 2.18

Розрахунок витрат на поповнення втрат електроенергії
у трансформаторах ПСЗ

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Варіант	
				I, IV, V	II
1	Найбільше повне навантаження на боці НН ПС	МВ·А	S_{ni}	15,86	15,86
2	Номінальна потужність трансформатора	МВ·А	$S_{ТНОМ}$	10	16
3	Кількість трансформаторів на ПС	-	$n_{ТР}$	2	1
4	Втрати активної потужності холостого ходу	МВт	ΔP_{Xi}	0,014	0,019
5	Втрати активної потужності КЗ	МВт	ΔP_{Ki}	0,06	0,085
6	Втрати активної потужності в магнітопроводах $n_{ТР}$ трансформаторів	МВт	ΔP_{CTi}	0,028	0,019
7	Втрати активної потужності $n_{ТР}$ трансформаторів	МВт	ΔP_M	0,075	0,084
8	Постійні втрати електричної енергії у $n_{ТР}$ трансформаторах	МВт·год	$\Delta W_{НАВ}$	245,28	166,44
9	Втрати навантаження електричної енергії у $n_{ТР}$ трансформаторах	МВт·год	ΔW_T	147,6	165,31
10	Втрати електричної енергії в $n_{ТР}$ трансформаторах	МВт·год	ΔW_x	392,88	331,75
11	Витрати на поповнення втрат електроенергії $n_{ТР}$ трансформаторів	тис. грн	B_{WT}	10,61	8,96

Порівняння варіантів проведено за приведеними витратами (2.32) відповідно до опису. Розрахунок приведених витрат зведений до табл. 2.19.

Таблиця 2.19

Підсумкова таблиця порівняння варіантів за приведеними витратами при будівництві мережі за один рік, тис. грн

Номер з/п	Розрахункова величина	Позначення	Варіант			
			I	II	IV	V
1	Вартість врахованих елементів ЦП та ПС	K_{II}	1824,5	1586,1	1851,8	2089
2	Вартість ПЛ	K_{λ}	3665,5	3316,9	3298,4	3010,2
3	Сумарна вартість мережі	K	5490	4903	5150,2	5099,2
4	Щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ПС	B_{II}	160,6	139,6	163,0	183,8
5	Щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ПЛ	B_{λ}	102,6	92,9	92,4	84,3
6	Щорічні затрати на поповнення електроенергії	B_w	162,1	162,1	136,1	134,9
7	Щорічні витрати виробництва	B	425,3	394,6	391,5	403,0
8	Капітальні вкладення, приведені до одного року, тис. грн/р.	$E_n \cdot K$	658,8	588,4	618,0	611,9
9	Середньорічний збиток, тис. грн/р.	Z	-	157,7	-	-
10	Приведені витрати, тис. грн/р.	B_{np}	1084,1	1140,7	1009,5	1014,9

Мінімальні приведені витрати маємо у варіантах IV та V, у яких вони практично однакові (різниця менше 0,5 %). У якості остаточного варіанта вибираємо складнозамкнену схему

(варіант V), що має порівняно зі схемою, яку виконано за варіантом IV, менші втрати електроенергії та потребує менших капітальних вкладень. Істотною перевагою даної схеми є наявність вузлової підстанції ПС2, яка дозволяє в перспективі розвивати мережу без значних реконструкцій.

Перелік питань для перевірки

1. Для чого призначені електричні мережі, як їх класифікують?
2. Охарактеризуйте номінальні напруги електричних мереж
3. Для чого підвищують номінальну напругу ліній?
4. Охарактеризуйте місцеві та районні електричні мережі.
5. Наведіть приклади розімкнених і замкнених електричних мереж.
6. Наведіть приклади живильних і розподільних мереж.
7. Назвіть основні вимоги до електричних мереж.
8. Які мережі працюють з ізольованою нейтраллю? На яку напругу розраховують їхню фазну ізоляцію?
9. Які мережі працюють з компенсованою нейтраллю? Як здійснюється компенсація ємнісних струмів під час замикання фази на землю?
10. Які мережі працюють з глухозаземленою нейтраллю? На яку напругу розраховують їхню фазну ізоляцію?
11. Як виконують попереднє оцінювання споживання активної потужності районом з енергосистеми від ЦП?
12. Поясніть вибір схеми електричної мережі системи зовнішнього електропостачання тягової підстанції.
13. Як визначити втрати потужності в трансформаторах?
14. Як визначити потужність трансформаторів тягових підстанцій?
15. Як порівняти варіанти мережі з різною надійністю електропостачання?

Розділ 3

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Загальні положення

Розглянемо такі режими:

- режим найбільших навантажень (зимовий максимум навантаження);
- режим найменших навантажень (річний мінімум навантаження);
- найважчі післяаварійні режими, пов'язані з вимиканням віддільних елементів системи, виникнення яких розглядають для періоду найбільших навантажень.

Мета розрахунків усталених режимів – визначення параметрів режиму та їхній аналіз на відповідність допустимим значенням, зокрема:

- оцінювання достатності регульовального діапазону трансформаторів (автотрансформаторів), виходячи з умов зустрічного регулювання напруги на шинах 10 кВ знижувальних підстанцій;
- уточнена перевірка пропускної спроможності проводів ПЛ за умовами допустимого нагріву;
- уточнення балансу реактивної потужності з урахуванням втрат реактивної потужності в мережі і генерування реактивної потужності лініями.

Перед розрахунком кожного режиму роботи складають схему заміщення мережі у вигляді електричного кола.

Вихідними даними для розрахунку режимів графічних параметрів мережі є опір і провідності гілок у комплексному вигляді; активні та реактивні потужності, що споживаються у вузлах навантаження мережі; напруга живлення мережі. Розрахунки режимів мережі поділяють на ряд характерних етапів:

- складання схеми заміщення мережі;
- розрахунок розподілу потужностей за елементами мережі з наближеним урахуванням втрат потужностей;

- розрахунок режиму напруг у вузлах мережі та вибір регулювальних відгалужень трансформаторів;
- уточнений баланс реактивної потужності та уточнення кількості КП.

3.2. Схема заміщення мережі для розрахунку ustalених режимів

Складають розрахункову схему мережі оптимального варіанта, на якій наводять числові значення напруги ЦП, довжини ПЛ, марку і переріз їхніх проводів, кількість і потужність трансформаторів, потужності навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КП. Далі визначають параметри схеми заміщення ПЛ мережі (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Параметри повітряних ліній

Но мер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірю- вання	Позна- чення	Лінія		
				1-2		<i>N-M</i>
1	Довжина лінії	км	l_{ij}			
2	Кількість кіл і переріз проводу	мм ²	$n \cdot F$			
3	Питомий активний опір проводу	Ом/км	r_0			
4	Питомий індуктивний опір фази лінії	Ом/км	x_0			
5	Питома зарядна потужність лінії	МВАр/км	q_0			
6	Активний опір лінії	Ом	r			
7	Індуктивний опір лінії	Ом	x			
8	Реактивна потужність, що генерується лінією	МВАр	Q_C			

Реактивна потужність, що генерується ПЛ, може бути розрахована за формулою

$$Q_C = n_l q_0 l, \quad (3.1)$$

де n_l – кількість паралельних ПЛ;

q_0 – питома зарядна потужність ПЛ, МВАр/км [6];

l – довжина лінії, км.

Параметри ПЛ вносять до табл. 3.1. Знаходять опір і втрати потужності в трансформаторах, потужності навантаження ПС на боці ВН і розрахункові навантаження ПС.

Для цього вибирають такі розрахункові дані: номінальну напругу обмоток на боці ВН і НН трансформаторів, кВ ($U_{1ном}$, $U_{2ном}$); втрати активної потужності холостого ходу і короткого замикання, МВт (ΔP_x , ΔP_k); струм холостого ходу, % (I_x); напругу КЗ, % (U_k); активний і реактивний опір обмоток трансформаторів, Ом (r_T , x_T); втрати реактивної потужності в магнітопроводах трансформаторів, МВАр (ΔQ_x). Дані про трансформатори наведені в роботі [2].

Далі знаходять для кожної підстанції в n трансформаторах:

- втрати активної потужності в магнітопроводах і обмотках за формулами (2.44) і (2.45);

- сумарні втрати активної потужності:

$$\Delta P_T = \Delta P_{cm} + \Delta P_m; \quad (3.2)$$

- втрати реактивної потужності в магнітопроводах:

$$\Delta Q_{cm} = n \Delta Q_x; \quad (3.3)$$

- втрати реактивної потужності в обмотках

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n} \frac{U_k \%}{100} \frac{S_{ni}}{S_{Tном}}; \quad (3.4)$$

- сумарні втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{cm} + \Delta Q_m. \quad (3.5)$$

Далі визначають активне навантаження ПС, приведене до боку ВН, активне розрахункове навантаження ПС ($P_{ni}^{BH} = P_{розпр}$), МВт; реактивне навантаження ПС, приведене до боку ВН (Q_{ni}^{BH}), і

розрахункове реактивне навантаження ПС ($Q_{розрі}$) з урахуванням реактивної потужності, що генерується ПЛ, віднесеної до шин ВН i -ї ПС ($\Sigma Q_C/2$), МВАр:

$$P_{ni}^{BH} = P_{розрі} = P_{ni} + \Delta P_{Ti}; \quad (3.6)$$

$$Q_{ni}^{BH} = Q_{ni} + \Delta Q_{Ti}; \quad (3.7)$$

$$Q_{розрі} = Q_{ni}^{BH} - \frac{\Sigma Q_C}{2}, \quad (3.8)$$

де $\Sigma Q_C/2$ – півсума зарядних потужностей ліній, що підходять до ПС.

Розрахункові навантаження слід визначати для режимів найбільших і найменших навантажень. Результати розрахунків заносять до таблиць, виконаних за формою табл. 3.2, окремо для кожного режиму.

Таблиця 3.2

Втрати потужності в трансформаторах. Розрахункова потужність навантаження ПС на боці ВН

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція		
				1	...	N
1	2	3	4	5	6	7
1	Номінальна потужність трансформатора	МВА	$S_{Тном}$			
2	Кількість трансформаторів	-	n			
3	Номінальна напруга обмоток на боці ВН трансформаторів	кВ	$U_{1номі}$			
4	Номінальна напруга обмоток на боці НН трансформаторів	кВ	$U_{2номі}$			
5	Втрати активної потужності холостого ходу	МВт	ΔP_{xi}			
6	Втрати реактивної потужності в магнітопроводах трансформаторів	МВАр	ΔQ_{xi}			

Продовження табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7
7	Втрати активної потужності КЗ	МВт	ΔP_{ki}			
8	Напруга КЗ	%	U_k			
9	Найбільше активне навантаження на боці НН ПС	МВт	P_{ni}			
10	Найбільше реактивне навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КУ	МВАр	Q_{ni}			
11	Найбільше повне навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КП	МВА	S_{ni}			
12	Втрати активної потужності в магнітопроводах n трансформаторів	МВт	ΔP_{cmi}			
13	Втрати активної потужності в обмотках n трансформаторів	МВт	ΔP_{mi}			
14	Сумарні втрати активної потужності в n трансформаторах	МВт	ΔP_{Ti}			
15	Розрахункове активне навантаження ПС	МВт	$P_{розрi}$			
16	Втрати реактивної потужності в магнітопроводах n трансформаторів	МВАр	ΔQ_{cmi}			
17	Втрати реактивної потужності в обмотках n трансформаторів	МВАр	ΔQ_{mi}			
18	Сумарні втрати реактивної потужності в n трансформаторах	МВАр	ΔQ_{Ti}			
19	Реактивне навантаження ПС, приведене до боку ВН ПС	МВАр	Q_{ni}^{BH}			
20	Реактивна потужність, що генерується лініями, які підходять до ПС	МВАр	$\Sigma Q_c/2$			
21	Розрахункове реактивне навантаження ПС	МВАр	$Q_{розрi}$			

Приклад 7. Визначити параметри ПЛ і розрахункові навантаження в режимі найбільших навантажень для варіанта, який є оптимальним у прикладі 6.

Наприклад, для ПЛЦП-ПСЗ:

$$r_{\text{ЦП-ПСЗ}} = 0,249 \cdot 42 = 10,46 \text{ Ом}; \quad x_{\text{ЦП-ПСЗ}} = 0,427 \cdot 42 = 17,93 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{С ЦП-ПСЗ}} = 0,0355 \cdot 42 = 1,491 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок параметрів ліній наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Параметри ліній

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Лінія						
			ЦП-ПСЗ	ПСЗ-ПС5	ПС5-ПС2	ПС2-ПС1	ПС1-ПС4	ПС4-ЦП	ПС2-ЦП
1	l_{ij}	км	42	38,4	22,8	40,8	33,6	31,2	18
2	$n \cdot F$	мм ²	1×120	1×120	1×120	1×120	1×120	1×150	1×240
3	r_0	Ом/км	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,198	0,12
4	x_0	Ом/км	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,42	0,405
5	$q_0 \cdot 10^{-2}$	МВАр/км	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,6	3,75
6	r	Ом	10,46	9,56	5,68	10,16	8,37	6,18	2,16
7	x	Ом	17,93	16,4	9,74	17,42	14,35	13,1	7,29
8	Q_l	МВАр	1,491	1,363	0,809	1,448	1,193	1,123	0,675

Результати визначення втрат потужності у трансформаторах і розрахункових навантажень ПС занесемо до табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Втрати потужності в трансформаторах. Розрахункова потужність навантаження ПС на боці ВН

Номер з/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Підстанція				
			1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$S_{\text{Тном}}$	МВА	25	16	10	6,3	6,3
2	n	-	2	2	2	2	2

Продовження табл. 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
3	$U_{1номі}$	кВ	115	115	115	115	115
4	$U_{2номі}$	кВ	10,5	11	11	11	11
5	ΔP_{xi}	МВт	0,027	0,019	0,014	0,0115	0,0115
6	ΔQ_{xi}	МВАр	0,175	0,112	0,07	0,0504	0,0504
7	ΔP_{ki}	МВт	0,12	0,085	0,06	0,044	0,044
8	$U_{к}$	%	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
9	P_{ni}	МВт	45,6	25,7	15,6	5,8	7,3
10	Q_{ni}	МВАр	17,43	10,07	2,88	3,6	1,98
11	S_{ni}	МВА	48,82	27,6	15,86	6,82	7,56
12	ΔP_{cmi}	МВт	0,054	0,038	0,028	0,023	0,023
13	ΔP_{mi}	МВт	0,229	0,126	0,08	0,026	0,03
14	ΔP_{Ti}	МВт	0,283	0,164	0,108	0,049	0,053
15	$P_{розpi}$	МВт	45,88	25,86	15,71	5,85	7,35
16	ΔQ_{cmi}	МВАр	0,35	0,224	0,14	0,075	0,075
17	ΔQ_{mi}	МВАр	5,01	2,5	1,33	0,388	0,476
18	ΔQ_{Ti}	МВАр	5,36	2,724	1,473	0,463	0,551
19	Q_{ni}^{BH}	МВАр	22,8	12,79	4,35	4,06	2,53
20	$\Sigma Q_C/2$	МВАр	1,34	1,48	1,427	1,182	1,086
21	$Q_{розpi}$	МВАр	21,46	11,31	2,93	2,88	1,44

Наприклад, для ПС1:

$$\Delta P_{cm1} = 2 \cdot 0,027 = 0,054 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{m1} = 0,5 \cdot 0,12 \cdot 48,8^2 / 25^2 = 0,229 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{T1} = 0,054 + 0,229 = 0,283 \text{ МВт};$$

$$P_{розp1} = 45,4 + 0,283 = 45,88 \text{ МВт}.$$

$$\Delta Q_{cmi} = 2 \cdot 0,175 = 0,35 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{mi} = 0,5 \cdot 0,105 \cdot 48,8^2 / 25 = 5,01 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{T1} = 0,35 + 5,01 = 5,36 \text{ МВАр};$$

$$Q_{n1}^{BH} = 17,43 + 5,36 = 22,8 \text{ МВАр};$$

$$\frac{Q_{C1}}{2} = \frac{Q_{C \text{ ПС1-ПС4}} + Q_{C \text{ ПС1-ПС2}}}{2} = \frac{1,21 + 1,47}{2} = 1,34 \text{ МВАр};$$

$$Q_{розр1} = 22,8 - 1,34 = 21,46 \text{ МВАр}.$$

3.3. Розрахунок режиму зимового максимуму навантаження

3.3.1. Розрахунок поточкорозподілу в мережі та напруги на підстанціях

Використовуючи дані табл. 3.1 і 3.2, складають спрощену схему заміщення мережі з розрахунковими навантаженнями ПС. Розрахунок розімкнених мереж проводять у два етапи.

I етап. Приймають напруги у всіх вузлах, крім ЦП (там напругу задано), рівними. Розрахунок проводять на кожній ділянці мережі за формулами, складеними для умови задавання параметрів режиму в кінці ділянки.

Завданням I етапу є визначення втрат потужності в лініях і потужності на початку кожної ділянки. Розрахунок проводиться в напрямку від останньої ПС до ЦП:

$$\underline{S}_{ij}^K = \underline{S}_{nj}; \quad (3.9)$$

$$\Delta \underline{S}_{ij} = \frac{(P_{ij}^K)^2 + (Q_{ij}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{ij} + jx_{ij}); \quad (3.10)$$

$$\underline{S}_{ij}^H = \underline{S}_{ij}^K + \Delta \underline{S}_{ij} = P_{ij}^K + \Delta P_{ij} + j(Q_{ij}^K + \Delta Q_{ij}), \quad (3.11)$$

де $\underline{S}_{ij}^K, P_{ij}^K, Q_{ij}^K$ – потік повної, активної і реактивної потужності в кінці лінії в j -й ПС (найвіддаленіший від ЦП);

$S_{ij}^H, P_{ij}^H, Q_{ij}^H$ – потік повної, активної і реактивної потужності на початку лінії в i -й ПС (ближній до ЦП);

$\Delta S_{ij}, \Delta P_{ij}, \Delta Q_{ij}$ – втрати повної, активної та реактивної потужності в лінії між i -ю та j -ю ПС;

r_{ij}, x_{ij} – активний і реактивний опір ділянки ПЛ між i -ю та j -ю ПС, Ом.

II етап. Розрахунок кожної ділянки мережі виконують за формулами, складеними для умови задавання параметрів режиму на початку ділянки. Розрахунок починають від ЦП і проводять у напрямку до найбільш віддалених підстанцій:

$$\Delta U_{ij}^H = \frac{P_{ij}^H r_{ij} + Q_{ij}^H x_{ij}}{U_i}; \quad (3.12)$$

$$\sigma U_{ij}^H = \frac{P_{ij}^H x_{ij} + Q_{ij}^H r_{ij}}{U_i}; \quad (3.13)$$

$$U_j = \sqrt{(U_i - \Delta U_{ij}^H)^2 + (\sigma U_{ij}^H)^2}, \quad (3.14)$$

де ΔU_{ij}^H – повздовжня складова падіння напруги на ПЛ, кВ;

σU_{ij}^H – поперечна складова падіння напруги на ПЛ, кВ;

U_i – напруга на початку лінії (на i -й ПС), кВ;

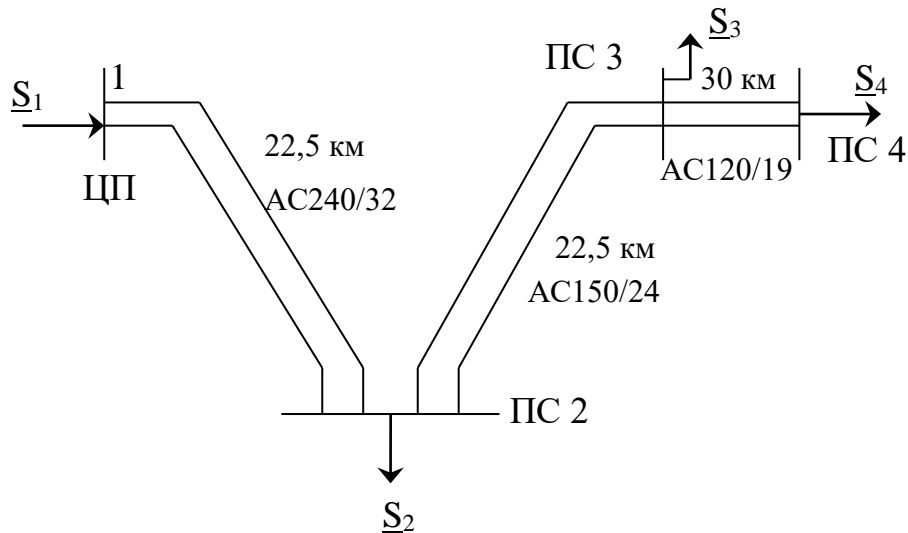
U_j – напруга в кінці лінії (на j -й ПС), кВ.

Для мереж з $U_{ном} \leq 110$ кВ можна вважати, що $\sigma U_{ij}^H \approx 0$. Тоді

$$U_j \approx U_i - \Delta U_{ij}^H. \quad (3.15)$$

Розрахунок у два етапи є першою ітерацією наближеного розрахунку. Наступні ітерації відрізняються тим, що на I етапі беруть напруги на шинах підстанцій, рівними напругам, отриманим у попередній ітерації.

Приклад 8. Виконати розрахунок режиму мережі, показаної на рис. 3.1, при зазначених розрахункових навантаженнях і опорах ліній.



$$U_1 = 117,7 \text{ кВ}$$

$$\underline{S}_2 = (22,13 + j18,35) \text{ МВА}; \quad \underline{z}_{12} = (1,35 + j4,56) \text{ Ом}; \quad Q_{c12} = 1,52 \text{ МВАр};$$

$$\underline{S}_3 = (17,11 + j14,45) \text{ МВА}; \quad \underline{z}_{23} = (2,23 + j4,72) \text{ Ом}; \quad Q_{c23} = 1,48 \text{ МВАр};$$

$$\underline{S}_4 = (41,21 + j34,72) \text{ МВА}; \quad \underline{z}_{34} = (3,74 + j6,4) \text{ Ом}; \quad Q_{c34} = 1,94 \text{ МВАр}$$

Рис. 3.1. Схема мережі з трьох ліній для прикладу розрахунку розімкненої мережі живлення

$$\begin{aligned} \text{I етап.} \quad \underline{S}_{34}^K &= \underline{S}_4 - \frac{jQ_{c34}}{2} = \\ &= 41,21 + j34,72 - j0,97 = (41,21 + j33,75) \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{34} &= \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{34} + jx_{34}) = \\ &= \frac{41,21^2 + 33,75^2}{110^2} (3,74 + j6,4) = (0,88 + j1,5) \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_{34}^K + \Delta \underline{S}_{34} = (42,09 + j35,25) \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{23}^K &= \underline{S}_{34}^H + \underline{S}_3 - \frac{jQ_{c34}^H}{2} - \frac{jQ_{c23}^K}{2} = \\ &= 42,09 + j35,22 - j0,97 + 17,11 + j14,45 - j0,74 = (59,2 + j48) \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{23} + jx_{23}) = (1,07 + j2,27) \text{MBA};$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = (60,27 + j50,27) \text{MBA};$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_2 - \frac{jQ_{C23}^H}{2} - \frac{jQ_{C12}^K}{2} = (82,4 + j67,12) \text{MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{12} + jx_{12}) = (1,26 + j4,26) \text{MBA};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = (83,66 + j71,37) \text{MBA};$$

II етап.

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 1,35 + 71,37 \cdot 4,56}{117,7} = 3,72 \text{кВ};$$

$$\sigma U_{12}^H = \frac{P_{12}^H x_{12} + Q_{12}^H r_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 4,56 + 71,37 \cdot 1,35}{117,7} = 2,42 \text{кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\sigma U_{12}^H)^2} = \sqrt{(117,7 - 3,72)^2 + (2,42)^2} = 114 \text{кВ}.$$

Урахування поперечної складової падіння напруги в мережі 110 кВ помітно не позначається на точності розрахунку режиму мережі. Так, у розглянутому прикладі, якщо врахувати тільки повздовжню складову падіння напруги, напруга на ПС2 буде

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12}^H = 117,7 - 3,72 \approx 114 \text{кВ}.$$

У цьому випадку помилка у визначенні не перевищує похибки округлення. Надалі поперечною складовою падіння напруги нехтуємо.

$$\Delta U_{23}^H = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H x_{23}}{U_2} = \frac{60,27 \cdot 2,23 + 50,27 \cdot 4,72}{114} = 3,26 \text{кВ};$$

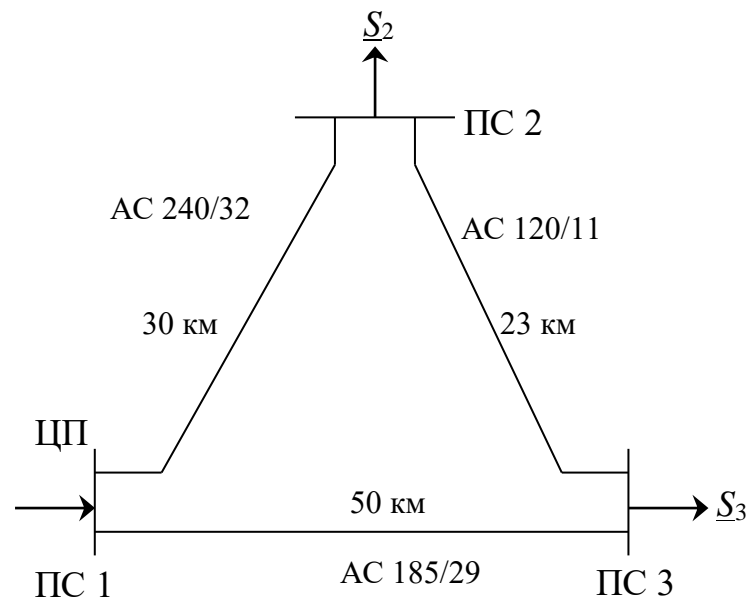
$$U_3 \approx U_2 - \Delta U_{23}^H = 114 - 3,26 \approx 110,7 \text{кВ}.$$

$$\Delta U_{34}^H = \frac{P_{34}^H r_{34} + Q_{34}^H x_{34}}{U_3} = \frac{42,09 \cdot 3,74 + 35,25 \cdot 6,4}{107,7} = 3,45 \text{кВ};$$

$$U_4 \approx U_3 - \Delta U_{34}^H = 110,7 - 3,45 \approx 107,2 \text{кВ}.$$

За цим розрахунком можна зробити висновок. При розрахунку замкнених мереж спочатку визначають поточкорозподіли без урахування втрат потужності за методикою, використаною вище в попередніх розрахунках. Після цього розривають мережу в точці поточкорозподілу таким чином, щоб потоки потужності не змінилися. У кожній з розімкнених ліній проводять розрахунок у два етапи. У точці поточкорозподілу напругу визначають як середнє значення.

Приклад 9. Розрахувати режим роботи кільцевої мережі (рис. 3.2) При зазначених розрахункових навантаженнях і опорах ліній. Центром живлення ЦП є ПС1.



$$U_1 = 117,7 \text{кВ}$$

$$\underline{S}_2 = (36,18 + j29,17) \text{МВА}; \quad \underline{z}_{12} = (3,6 + j12,15) \text{Ом};$$

$$\underline{S}_3 = (39,2 + j32,89) \text{МВА}; \quad \underline{z}_{23} = (9,84 + j10,21) \text{Ом};$$

$$\underline{z}_{13} = (8,1 + j20,65) \text{Ом}$$

Рис. 3.2. Схема кільцевої мережі

Знайдемо поточкорозподіл у кільцевій мережі без урахування втрат потужності. Потужність на головній ділянці 1-2:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} &= \frac{\underline{S}_2 \cdot \left(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{13}^* \right) + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{13}^*}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{13}^*} = \\ &= \frac{(36,18 + j29,17) \cdot (9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65) + (39,2 + j32,89) \cdot (8,1 - j20,65)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} = \\ &= (44,83 + j36,75) \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = 44,83 + j36,75 - (36,19 + j29,17) = 8,64 + j7,58 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{31} = 8,64 + j7,58 - (39,2 + j32,89) = - (30,56 + j25,31) \text{ МВА.}$$

ПС3 – точка поточкорозподілу по активній і реактивній потужності.

$$\underline{S}_{13} = - \underline{S}_{31} = (30,56 + j25,31) \text{ МВА.}$$

Перевірка розрахунку поточкорозподілу:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{13} &= \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_3 \left(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* \right)}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{13}^*} = \\ &= \frac{(36,18 + j29,17) \cdot (3,6 - j12,15) + (39,2 + j32,89) \cdot (13,44 - j22,36)}{21,54 - j43,01} = \\ &= (30,56 + j25,31) \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Далі «розрізають» кільцеву лінію в точці поточкорозподілу (ПС3), як показано на рис. 3.3. Навантаження у вузлах 3' і 3'':

$$\underline{S}'_3 = \underline{S}_{23} = (8,64 + j7,58) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}''_3 = \underline{S}_{13} = (30,56 + j25,31) \text{ МВА.}$$

Виконують розрахунок у два етапи двох розімкнених ліній: ПЛ1-2 -3' і ПЛ1-3''.

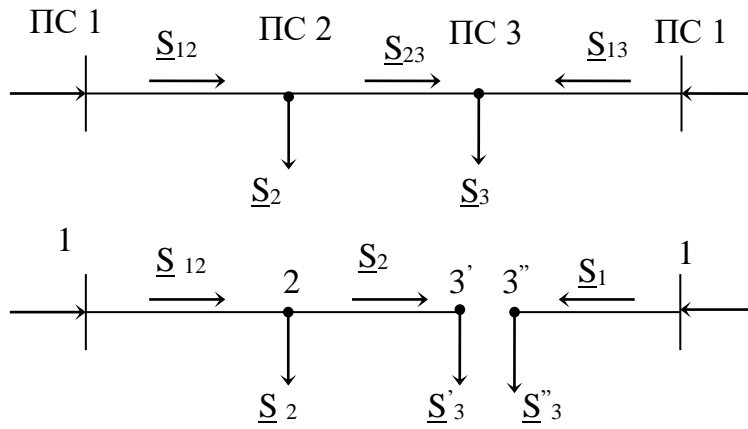


Рис. 3.3. Схема для розрахунку кільцевої мережі

I етап. Знаходимо потужності на початку кожної ділянки.

$$\underline{S}_{23}^k = \underline{S}'_3 = (8,64 + j7,58) \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{8,64^2 + 7,58^2}{110^2} (9,84 + j10,21) = (0,11 + j0,11) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23}^h = \underline{S}_{23}^k + \Delta \underline{S}_{23} = 8,64 + j7,58 + 0,11 + j0,11 = (8,75 + j7,69) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{12}^k = \underline{S}_{23}^h + \underline{S}_2 = 8,75 + j7,69 + 36,18 + j26,17 = (44,93 + j36,86) \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{44,93^2 + 36,86^2}{110^2} (3,6 + j12,15) = (1,0 + j3,39) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{12}^h = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_{12} = 44,93 + j36,86 + 1,0 + j3,39 = (45,93 + j40,25) \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{13} = \frac{30,56^2 + 25,31^2}{110^2} (8,1 + j20,65) = (1,05 + j2,69) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{13}^h = 30,59 + j25,31 + 1,05 + j2,69 = (31,61 + j28) \text{ МВА}.$$

II етап. Визначаємо втрати напруги на кожній з ділянок і напруги на ПС:

$$\Delta U_{12}^H = \frac{45,93 \cdot 3,6 + 40,25 \cdot 12,15}{117,7} = 5,56 \text{ кВ}; U_2 \approx 117,7 - 5,56 = 112,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23}^H = \frac{8,75 \cdot 9,84 + 7,69 \cdot 10,21}{112,1} = 1,47 \text{ кВ}; U_3' \approx 112,1 - 1,47 = 110,6 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{13}^H = \frac{31,61 \cdot 8,1 + 28 \cdot 20,65}{117,7} = 7,1 \text{ кВ}; U_3'' \approx 117,7 - 7,1 = 110,6 \text{ кВ}.$$

У тому випадку, якщо I етап розрахунку кільцевої мережі виявить дві точки поточорозподілу: одну – для активної, а іншу – для реактивної потужності, кільцева мережа для подальшого розрахунку також поділяється на дві розімкнені лінії від ЦП до кожної з точок поточорозподілу. При цьому лінія між точками поточорозподілу виключається, а навантаження вузлів, що знаходяться в цих точках, враховують втрати потужності у виключеній ділянці.

Приклад 10. Розрахувати режим лінії з двостороннім живленням (рис. 3.4).

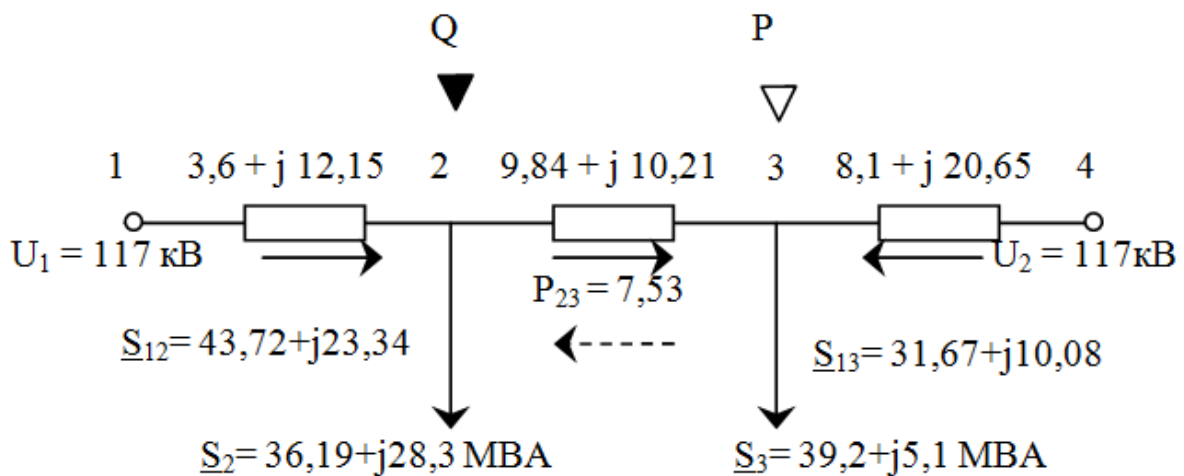


Рис. 3.4. Схема лінії з двостороннім живленням для прикладу розрахунку режиму її роботи

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2 \underline{z}_{24}^* + \underline{S}_3 \underline{z}_{34}^*}{\underline{z}_{14}^*} = \frac{(36,19 + j28,3)(17,9 - j30,86)}{21,54 - j43,01} + \frac{(39,2 + j5,1)(8,1 - j20,65)}{21,54 - j43,01} = (43,72 + j23,34) \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = 43,72 + j23,32 - 36,19 - j28,3 = (7,53 - j4,98) \text{ MVA}.$$

Вузол 2 – точка поточорозподілу по Q .

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{23} - \underline{S}_3 = 7,53 - j4,98 - 39,2 - j5,1 = -(31,7 + j10,08) \text{ MVA}$$

або $\underline{S}_{13} = (31,7 + j10,08) \text{ MVA}.$

Вузол 3 – точка поточорозподілу по P .

Перевірка

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_2 \underline{z}_{21}^* + \underline{S}_3 \underline{z}_{31}^*}{\underline{z}_{14}^*} = \frac{(36,19 + j28,3)(3,6 - j12,15)}{21,54 - j43,01} + \frac{(39,2 + j5,1)(13,68 + j23,36)}{21,54 - j43,01} = (31,68 + j10,06) \text{ МВА.}$$

Виключаємо гілку 2-3:

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_{12} + \Delta P_{23};$$

$$\underline{S}'_3 = \underline{S}_{12} + j\Delta Q_{32};$$

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} r_{23} = \frac{7,53^2 + 4,98^2}{110^2} \cdot 9,84 = 0,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} x_{23} = \frac{7,53^2 + 4,98^2}{110^2} \cdot 10,21 = 0,07 \text{ МВАр};$$

$$\underline{S}'_2 = 43,72 + j23,34 + 0,07 = (43,79 - j23,34) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_3 = 31,67 + j10,08 + j0,07 = (31,67 - j10,15) \text{ МВА.}$$

Далі виконують розрахунок двох розімкнених ліній (ПЛ 1-2 і ПЛ 3-4) у два етапи аналогічно прикладу 9.

Так само при розподілі мереж у точках поточкорозподілу з подальшим розрахунком розімкнених схем здійснюється розрахунок і складнозамкнених мереж. Після розрахунку поточкорозподілу в кожній з ПЛ знаходять струм

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{ij}^H)^2 + (Q_{ij}^H)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{\sqrt{(P_{ij}^K)^2 + (Q_{ij}^K)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j} \quad (3.16)$$

і порівнюють його з допустимим значенням. За необхідності збільшують переріз. Результати розрахунків зводять до табл. 3.5.

Уточнення поточкорозподілу режиму найбільших навантажень

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Лінія		
				1-2	...	N-M
1	Потужність на початку лінії	МВА	$P^H + jQ^H$			
2	Потужність у кінці лінії	МВА	$P^K + jQ^K$			
3	Втрати потужності в лінії	МВА	$\Delta P + j\Delta Q$			
4	Втрати напруги в лінії	кВ	ΔU			
5	Напруга в кінці лінії	кВ	U^K			
6	Струм по лінії	А	I			
7	Кількість кіл і переріз проводу	мм ²	$n \cdot F$			
8	Допустимий струм	А	$I_{дон}$			

3.3.2. Регулювання напруги

Завданням даного пункту є забезпечення виконання вимог щодо якості електроенергії з допустимих відхилень напруги у споживача. Вимоги щодо відхилення напруги забезпечує зустрічне регулювання, здійснюване в центрах живлення розподільної мережі, якими є шини вторинної напруги приймальних підстанцій мережі живлення.

Зустрічне регулювання напруги забезпечує підвищення напруги при збільшенні навантаження і зниження напруги при зменшенні навантаження. Якщо розрахунки розподільної мережі не проводяться (наш випадок), то межі регулювання визначаються такими вимогами: у центрах живлення розподільної мережі необхідно забезпечувати напругу не нижче 105 % номінальної в режимі найбільших навантажень і не вище номінальної в режимі найменших навантажень; у післяаварійних режимах допускається збільшення відхилення напруги (з модулем) на 5 %. Таким чином, допустиме відхилення напруги в режимі найбільших навантажень становить 5 %. Допустима напруга на шинах НН ПС визначається за формулою

$$U_{2\text{баз}} = 1,05 \cdot U_{2\text{ном}}. \quad (3.17)$$

Основним засобом регулювання напруги є трансформатори з перемиканням робочих відгалужень під навантаженням (РПН), для яких у довідниках наводяться відомості про межі регулювання [2].

Для трансформаторів з РПН треба вміти розраховувати номер відгалуження і тим самим оцінювати можливість регулювання напруги на ПС. Для розрахунку трансформатор подають у вигляді його повного опору та ідеального трансформатора (рис. 3.5).

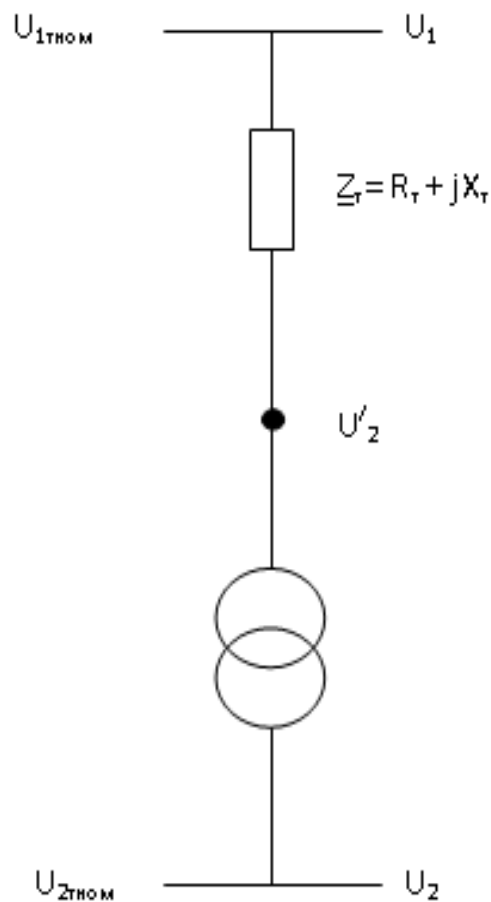


Рис. 3.5. Схема заміщення трансформатора для розрахунку відгалужень РПН

Бажаний коефіцієнт трансформації

$$K_{\text{баж}} = \frac{U_2'}{U_{2\text{баж}}},$$

а реальний коефіцієнт трансформації можна визначити з рівняння

$$K_T = \frac{U_{1Тном} \left(1 + \frac{n\Delta U_{рег}}{100} \right)}{U_{2Тном}}, \quad (3.18)$$

де U_2' – напруга на боці НН, приведена до боку ВН;

$U_{2баж}$ – допустима напруга на низькому боці трансформатора;

$U_{1Тном}$ і $U_{2Тном}$ – номінальна напруга трансформатора;

n – номер відгалуження РПН трансформатора;

$\Delta U_{рег}$ – крок регулювання РПН, %.

Отримати напругу на боці НН, яка буде дорівнювати бажаній, можна за умови, що $K_{баж} = K_T$ або

$$\frac{U_2'}{U_{2баж}} = \frac{U_{1Тном} \left(1 + \frac{n \cdot \Delta U_{рег}}{100} \right)}{U_{2Тном}}.$$

З цієї умови знаходимо розрахункове значення номера відгалуження:

$$n_{розр} = \left(\frac{U_2' \cdot U_{2Тном}}{U_{2баж} \cdot U_{1Тном}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{рег}}, \quad (3.19)$$

Розрахунок для визначення регульовальної можливості трансформатора на i -й ПС проводять у такому порядку.

Знаходять втрату напруги в трансформаторі за формулами

$$\Delta U_{Ti} = \frac{P_{ni} R_{Ti} + Q_{ni} X_{Ti}}{U_{ni} n_{Ti}}; \quad (3.20)$$

$$U_{2i}' = U_{1i} - \Delta U_{Ti}. \quad (3.21)$$

де U_{ni} – напруга на шинах ВН відповідної підстанції, отримана за результатами розрахунку установлених режимів;

n – кількість працюючих трансформаторів на ПС.

За формулою (3.19) визначають розрахункове відгалуження пристрою РПН, яке округляють до стандартного найближчого значення ($n_{від i}$).

За формулою (3.18) знаходять дійсне значення коефіцієнта трансформації, після чого визначають дійсне значення напруги на шинах НН:

$$U_{2Di} = \frac{U'_{2i}}{K_{Ti}}. \quad (3.22)$$

На підстанціях, де розрахункове значення (3.19) ступеня регулювання $N_{розр}$ менше або дорівнює граничному (за модулем), діапазон регулювання достатній. Якщо ця умова не виконується, то діапазону регулювання не вистачає.

У режимі найбільших навантажень напруга буде нижче допустимої ($U_{2Di} < U_{2бажi}$), у режимі найменших – вище бажаного ($U_{2Di} > U_{2бажi}$). У цьому випадку визначають відхилення напруги:

$$V_i, \% = \frac{U_{2Di} - U_{2ном}}{U_{2ном}} \cdot 100\%. \quad (3.23)$$

Результати розрахунків, що дозволяють вибрати відповідні ступені регулювання ($n_{рег}$) трансформаторів кожної з підстанцій і визначити дійсні напрямлення на шинах низької напруги підстанцій, вносять до табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Регулювання напруги в режимі зимового максимуму. Рівні напруги на шинах ПС

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція		
				1	...	N
1	2	3	4	5	6	7
1	Тип трансформаторів	-	-			
2	Кількість трансформаторів	-	n			

Продовження табл. 3.6

1	2	3	4	5	6	7
3	Активний опір обмоток трансформатора	Ом	R_{Ti}			
4	Реактивний опір обмоток трансформатора	Ом	X_{Ti}			
5	Найбільше активне навантаження на боці НН ПС	МВт	P_{ni}			
6	Найбільше реактивне навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КП	МВАр	Q_{ni}			
7	Напруга на боці ВН ПС	кВ	U_{1i}			
8	Втрати напруги в трансформаторах	кВ	ΔU_{Ti}			
9	Напруга на боці НН трансформаторів, приведених до боку ВН	кВ	U'_{2i}			
10	Напруга на боці ВН трансформаторів	кВ	U'_{1i}			
11	Номінальна напруга обмотки на боці НН трансформаторів	кВ	$U_{2нTi}$			
12	Бажана напруга на шинах НН ПС	кВ	$U_{2бажi}$			
13	Розрахунковий ступінь регулювання	-	$n_{розр}$			
14	Фактичний ступінь регулювання	-	$n_{рег}$			
15	Дійсний коефіцієнт трансформації	-	K_{Ti}			
16	Напруга на боці НН ПС	кВ	$U_{2Дi}$			
17	Відхилення напруги	%	V_i			

Далі виконують оцінювання достатності регулювального діапазону трансформатора шляхом зіставлення отриманих у розрахунку значень напруги на боці НН підстанцій $U_{2Дi}$ з

допустимимі для цього режиму напругою $U_{2\text{баз}}$, перевіряють можливість підвищення напруги в ЦП або розглядають питання про встановлення додаткових батарей КП на боці НН тих ПС, де напруга нижче допустимого рівня.

Приклад 11. Визначити можливість регулювання напруги на ПС1, ПС2 в режимі найбільших навантажень. Вихідні дані (тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження, опори трансформаторів, напруги на шинах 110 кВ, номінальні напруги трансформаторів) і результати розрахунку наведено в табл. 3.3.

За формулами (3.20), (3.21) знаходимо U'_2 :

$$\Delta U_{T1} = \frac{45,6 \cdot 2,54 + 17,43 \cdot 55,9}{2 \cdot 97,8} = 5,57 \text{кВ};$$

$$U'_{21} = 97,8 - 5,57 = 92,23 \text{кВ};$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{15,6 \cdot 7,95 + 2,88 \cdot 139}{2 \cdot 112,55} = 2,33 \text{кВ};$$

$$U'_{21} = 112,55 - 2,33 = 110,22 \text{кВ}.$$

Знаходимо розрахункове значення відгалужень за формулою (3.19):

$$n_{\text{розр1}} = \left(92,33 \cdot \frac{10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -11,12;$$

$$n_{\text{розр2}} = \left(110,22 \cdot \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = 0,23.$$

Округливши значення відгалужень до найближчих стандартних, на ПС1 маємо граничне відгалуження $n_{\text{відг}} = -9$ на ПС2 – $n_{\text{відг}} = 0$.

Знаходимо дійсні коефіцієнти трансформації за формулою (3.18):

$$K_{\text{дійсн1}} = \frac{115 \cdot (1 - 9 \cdot 1,78 / 100)}{10,5} = 9,2;$$

$$K_{\text{дійсн2}} = \frac{115 \cdot (1 + 0 \cdot 1,78 / 100)}{11} = 10,45.$$

Дійсне значення напруги на шинах 10 кВ при бажаному $U_{2\text{баж}} = 10,5$ кВ (за формулою (3.22))

$$U_{2\text{дійсн1}} = \frac{92,23}{9,2} = 10,02\text{кВ} < U_{2\text{баж}};$$

$$U_{2\text{дійсн2}} = \frac{110,22}{10,45} = 10,55\text{кВ} \approx U_{2\text{баж}}.$$

Відхилення напруги на шинах 10 кВ (за формулою (3.23))

$$V_1, \% = \frac{10,02 - 10}{10} \cdot 100\% = 0,2\%.$$

$$V_2, \% = \frac{10,55 - 10}{10} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

На ПС1 діапазону регулювання в режимі найменших навантажень недостатньо, оскільки в граничному положенні РПН ($n_{\text{відг}} = -9$) не забезпечується $V = 5\%$ на шинах 10 кВ.

3.3.3. Уточнення потужності компенсувальних пристроїв

На завершальній стадії розрахунку режиму зимового максимуму навантаження виконують уточнення потужності КП. Вважаючи, що встановлена потужність генераторів енергосистеми достатня для покриття потреб проектованої мережі в активній потужності, знаходять $\Sigma P'_e$. При цьому P_{ni} беруть з табл. 3.1, ΔP_{Ti} – з табл. 3.2 і ΔP_{li} – з табл. 3.3.

Далі за формулою (3.4) визначають можливості системи щодо генерації реактивної потужності, а з рівняння повного балансу реактивної потужності (3.3) знаходять потреби системи в КП. У цьому виразі Q''_{ni} беруть з табл. 3.1, ΔQ_{Ti} – з табл. 3.2, ΔQ_{li} – з табл. 3.3 і Q_{Ci} – з табл. 3.1.

Крім уточнення сумарної потреби в реактивній потужності, слід уточнити потужність, що генерується батареями конденсаторів відповідно до формули (3.10).

Вибір батарей конденсаторів проводиться відповідно до вказівок, викладених у підрозд. 3.2. Після цього уточнюється най-

більше реактивне і повне навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КП, а результати заносяться до табл. 3.7 і 3.8.

Таблиця 3.7

Регулювання напруги в режимі найбільших навантажень

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція	
				1	2
1	Тип трансформаторів	-	-	ТРДН-25000	ТДН-10000
2	Кількість трансформаторів	-	n	2	2
3	Активний опір обмоток трансформатора	Ом	R_{Ti}	2,54	7,95
4	Реактивний опір обмоток трансформатора	Ом	X_{Ti}	55,9	139
5	Найбільше активне навантаження на боці НН ПС	МВт	P_{ni}	45,6	15,6
6	Найбільше реактивне навантаження на боці НН ПС з урахуванням потужності КП	МВАр	Q_{ni}	17,43	2,88
7	Напруга на боці ВН ПС	кВ	U_{li}	97,8	112,5
8	Втрати напруги в трансформаторах	кВ	ΔU_{Ti}	5,57	2,33
9	Напруга на боці НН трансформаторів, приведена до боку ВН	кВ	U'_{2i}	92,23	110,2
10	Напруга на боці ВН трансформаторів	кВ	U'_{li}	115	115
11	Номінальна напруга обмотки на боці НН трансформатора	кВ	U_{2HTi}	10,5	11
12	Допустима напруга на шинах НН ПС	кВ	$U_{2базі}$	10,5	10,5

Продовження табл. 3.7

1	2	3	4	5	6
13	Розрахунковий ступінь регулювання	-	$n_{розр}$	-11,1	0,23
14	Фактичний ступінь регулювання	-	$n_{рег}$	-9	0
15	Дійсний коефіцієнт трансформації	-	K_{Ti}	9,2	10,45
16	Напруга на боці НН ПС	кВ	U_{2Di}	10,02	10,55
17	Відхилення напруги	%	V	0,2	5,5

Таблиця 3.8

Уточнені потужності компенсувальних пристроїв

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанція		
				1	...	N
1	Найбільше активне навантаження на нижчому боці підстанцій	МВт	P_{ni}			
2	Найбільше реактивне навантаження на нижчому боці підстанцій	МВАр	Q''_{ni}			
3	Розрахункова потужність КП на ПС	МВАр	$Q_{КПi}^p$			
4	Напруга на боці НН ПС	кВ	U_{2Di}			
5	Кількість і потужність батарей конденсаторів типу КС2-1,05-60	МВАр	$\frac{N_{КС2}}{Q_{КС2}}$			
6	Кількість і потужність батарей конденсаторів типу КСКГ-1,05-125	МВАр	$\frac{N_{КСКГ}}{Q_{КСКГ}}$			
7	Фактична потужність КП на ПС	МВАр	$Q_{КПi}^\phi$			
8	Найбільше реактивне навантаження на нижчому боці ПС з урахуванням КП	МВАр	Q'_{ni}			
9	Найбільше повне навантаження на нижчому боці ПС з урахуванням КП	МВА	S_{ni}			

Зміна потужності КП на ПС призводить до змін навантаження підстанцій і поточкорозподілу. Уточнення розрахунків у курсових проектах зазвичай не виконують.

3.4. Розрахунок режиму річного мінімуму навантаження

Слід умовно прийняти для режиму річного мінімуму зменшення активного і реактивного навантажень на боці НН ПС пропорційно заданому зниженню у відсотках найбільшого зимового. При цьому мається на увазі можливість регулювання потужності КП.

При мінімумах добового та річного графіків навантажень трансформатори на підстанціях істотно недовантажені. Один трансформатор може забезпечити все навантаження на підстанції. Вимикання другого трансформатора є доцільним у тому випадку, якщо зниження активних втрат у сталі буде більшим, ніж їхнє збільшення в міді при переході на роботу з одним трансформатором. Це має місце в тому випадку, коли споживання знижується нижче критичного ($S_{ni} < S_{кр}$):

$$S_{кр} = S_{Тном} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (3.24)$$

Результати розрахунків включають до табл. 3.9.

Далі складають розрахункову схему режиму найменших навантажень, враховують (із завдання) напругу джерела живлення в розглянутому режимі й приймають рівним номінальній напрузі мережі НН. Параметри ліній залишаються незмінними.

Послідовність розрахунків поточкорозподілу, рівнів напруги, режиму компенсувальних пристроїв у розглянутому режимі аналогічна послідовності розрахунків у режимі максимальних навантажень.

Після закінчення розрахунку режиму найменших навантажень перевіряють, щоб не було перетікання реактивної потужності з районної мережі в живильну систему. Якщо розрахунок показує наявність такого перетікання, слід провести вимикання частини КП таким чином, щоб зазначене перетікання не відбувалось.

Таблиця 3.9

Доцільна кількість ввімкнених трансформаторів у режимі
найменших літніх навантажень

Номер з/п	Розрахункова величина	Одиниця вимірю- вання	Позна- чення	Підстанція		
				1	...	N
1	Найменше річне навантаження ПС	МВА	S_{\min}			
2	Номінальна потужність трансформатора	МВА	$S_{\text{ном}}$			
3	Кількість трансформа- торів на ПС	-	n			
4	Критична потужність навантаження	МВА	$S_{\text{кри}}$			
5	Доцільна кількість ввімкнених трансформаторів	-	n_0			

Результати розрахунків, виконані для режиму найменших навантажень, вносять до таблиці й складають схему мережі з поточкорозподілом і рівнями напруги на боках ВН та НН ПС.

3.5. Розрахунок найважчих післяаварійних режимів

Розрахуємо найважчі післяаварійні режими, пов'язані з вимиканням ліній при найбільших навантаженнях, що призводять до найбільших знижень напруги на ПС.

Збіг аварійних вимикань декількох ПЛ в різних частинах мережі не розглядають як малоймовірну подію.

Перед початком розрахунку необхідно уточнити обсяг елементів, які вимикаються засобами релейного захисту або оперативним персоналом при різних аваріях. При цьому необхідно мати на увазі схеми ПС і особливості конфігурації мережі.

За результатами розрахунків визначають потоки потужностей у лініях і порівнюють їх з допустимими рівнями напруги на боках ВН і НН ПС, а результати заносять до таблиць

для післяаварійних режимів (кількість таблиць визначається кількістю розглянутих післяаварійних режимів), складають схеми мережі при післяаварійних режимах із зазначенням поточкорозподілу та рівнів напруги.

Поточкорозподіл і втрати напруги в ПЛ слід розраховувати тільки для тих ділянок мережі, які порушені аварією (тобто де змінюються параметри режиму порівняно з нормальним режимом).

Розрахунок за визначенням регулювальної спроможності РПН виконується аналогічно розрахунку в режимі найбільших навантажень (приклад 11). Єдина відмінність полягає в тому, що при тій самій бажаній напрузі на боці НН

$$U_{2\text{баж}} = 1,05 \cdot U_{2\text{ном}}$$

допускається зниження дійсного значення напруги на 5 % до

$$U_{2\text{дійсн}} = U_{2\text{ном}}.$$

Наприклад, якби розрахунок у прикладі й виконувався для післяаварійного режиму, то $U_{2\text{дійсн}} = 10,02$ кВ на ПС1 задовільняло б вимоги щодо якості електроенергії.

Значення напруги для ЦП беруть із завдання. Якщо пристрої РПН не можуть забезпечити умови зустрічного регулювання на шинах вторинної напруги підстанцій, слід рекомендувати додаткові способи забезпечення якості електроенергії: збільшення напруги у ЦП, зміну місць підключення або встановлення додаткових КП та ін.

3.6. Використання ПК при навчальному проектуванні

При практичному проектуванні електричних систем і мереж широко застосовується обчислювальна техніка. Зокрема розрахунки усталених режимів мережі виконують тільки на ПК за наявними стандартними програмами.

Як показала практика навчального проектування, при дипломному проектуванні доцільно максимально використовувати ПК як для проведення розрахунків, так і для оформлення

проекту. При курсовому проектуванні рівень використання ПК визначає керівник проекту. Але в будь-якому випадку частину розрахунків, у тому числі й розрахунків режимів мережі, доцільно проводити вручну, чим забезпечується значно вищий рівень засвоєння знань.

Розрахунки, виконані на ПК, оформляють у вигляді роздруківок вихідних даних і результатів розрахунків. Ці матеріали подають у вигляді пронумерованих таблиць, у заголовках яких вказують найменування розрахункового режиму. Отримані значення потоків потужності в кожній гілці та напруг у вузлах наносять на схему заміщення мережі.

Після вказаних дій дається письмовий аналіз результатів розрахунків із зазначенням особливостей розглянутого режиму та робляться висновки про відповідність параметрів режиму мережі технічним вимогам.

Перелік питань для перевірки

1. Які схеми заміщення ліній використовують для розрахунку режимів?
2. Які схеми заміщення трансформаторів використовують на практиці?
3. Як визначаються параметри повітряних ліній і розрахункові навантаження в режимі найбільших навантажень?
4. Від чого залежить активний опір лінії, як його визначити?
5. Від чого залежить активна провідність ліній, у яких випадках її враховують?
6. Поясніть порядок розрахунку режиму лінії з двостороннім живленням.
7. Як розрахувати напругу на початку лінії за відомими параметрами режиму в кінці?
8. Як розрахувати режим магістральної лінії за заданою напругою на початку лінії?
9. Як розрахувати розімкнену мережу з кількома номінальними напругами?
10. Як розрахувати режим кільцевої мережі?

11. Як розрахувати режим замкненої електричної мережі з різними номінальними напругами на окремих ділянках?
12. Поясніть, як розрахувати усталений режим електричної мережі методом вузлових напруг.
13. Назвіть основні способи зменшення втрат потужності й енергії в електричних мережах.
14. Поясніть переваги підвищення коефіцієнта потужності навантаження в електричній мережі.
15. Як забезпечити економічний режим роботи трансформаторів при зміні їхнього навантаження?
16. Як обґрунтувати економічну доцільність впровадження технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії?
17. Які заходи зі зниження втрат електроенергії належать до організаційних? Наведіть приклади.
18. Як здійснюють техніко-економічне порівняння варіантів під час проектування електричних мереж?

Розділ 4

ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИБОРІВ

4.1. Вибір силових вимикачів

Вибір вимикачів здійснюється за номінальними значеннями напруги і струму, родом електроустановки, умовами роботи, конструктивним виконанням і комутаційною спроможністю і перевіряється на електродинамічну і термічну стійкість. При цьому повинні бути виконані такі умови:

$$U_{ном} \geq U_m; \quad I_{ном} \geq I_{p\max}; \quad i_{ГС} \geq i_y;$$
$$I_{ГТ}t_{ГТ} \geq B_k = I_{но}^2 [t_{вим} + T_a (1 - e^{-2t_{вим}/T_a})]; \quad I_{н.вим} \geq I_{но}, \quad (4.1)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача;

$I_{ном}$ – номінальний струм вимикача;

U_m – напруга мережі;

$I_{p\max}$ – максимальний робочий струм кола, яке комутує вимикач;

$i_{ГС}$ – амплітудне значення граничного крізного струму КЗ, який проходить через вимикач;

i_y – розрахункове значення ударного струму КЗ;

$I_{ГТ}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{ГТ}$ – дозволений час дії граничного струму термічної стійкості;

$I_{но}$ – початкове діюче значення періодичної складової струму

КЗ ($I_{но} = I_{\infty} = \frac{I_{n\max}x}{\sqrt{2}}$);

$t_{вим}$ – час вимикання КЗ, який дорівнює загальному часу спрацювання релейного захисту і власному часу вимикання вимикача;

$T_a = \frac{x}{\omega r}$ – постійна часу загасання аперіодичної складової

(x, r – сумарні індуктивний та активний опір СЕП до точки КЗ);

$I_{н.вим}$ – номінальне значення струму вимикання вимикача;

B_k – тепловий імпульс.

У тих випадках, коли відсутні дані про час спрацювання релейного захисту і нема можливості його визначити шляхом розрахунку, його приймають умовно рівним 0,02 с.

Типи і технічні характеристики найбільш розповсюджених вимикачів наведені в табл. 4.1.

4.2. Вибір вимикачів навантаження

Вибір вимикачів навантаження здійснюється відносно номінального струму, номінальної напруги, робочої напруги, робочих струмів вмикання та вимикання. Також їх перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. Крім того, вимикачі навантаження, які мають у своїй конструкції запобіжники, повинні додатково вибиратись за значеннями граничного струму вимикання запобіжника. При цьому вимикачі навантаження з запобіжниками на електродинамічну і термічну стійкість не перевіряються. Основні умови вибору вимикачів навантаження такі, як і для силових вимикачів (див. підрозд. 4.1). Технічні характеристики найбільш розповсюджених вимикачів навантаження наведені в табл. 4.2.

4.3. Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і заземлювачів

Роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі та заземлювачі вибираються згідно з номінальною напругою, номінальним струмом, родом струму установки і конструктивним виконанням і перевіряються на електродинамічну і термічну стійкість. При їх виборі повинні бути виконані перші чотири умови, які наведені в підрозд. 4.1 для силових вимикачів. При цьому п'ята умова не повинна виконуватися через те, що ці комутаційні апарати не призначені для вимикання електричних кіл під навантаженням. Однак короткозамикачі повинні вибиратись ще додатково згідно з номінальним струмом замикання. Основні технічні характеристики найбільш розповсюджених роз'єднувачів наведені в табл. 4.3, а віддільників, короткозамикачів і заземлювачів – у табл. 4.4.

Таблиця 4.1

Технічні характеристики вимикачів

Тип вимикача	Номинальна напряга, кВ	Номинальна робоча напряга, кВ	Номинальний струм, кА	Номинальний струм вими- канья, кА	Граничний кризний струм, кА		Граничний струм термо- стійкості та дозволений час дії, кА/с	Власний час вимикача, с		Безструмова пауза при АПВ, с	Тип привода	Маса, кг	Орієнтовна ціна, тис. грн
					Амплітудне значення	Діюче значення		вми- канья	вими- канья				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Масляні внутрішнього устанавлення													
ВММ-10-400-10У2	10	12	0,4	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	90	4,0
ВММ-10-630-10У2	10	12	0,63	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	90	4,0
ВММ-10-320-10ТЗ	10	12	0,32	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	90	4,0
ВМГ-10-630-20У3	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,3	0,15	0,5	ПП-67 (ПЭ-11)	130	2,1
ВМГ-10-1000-20У3	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,3	0,14	0,5	ПП-67 (ПЭ-11)	145	2,8
ВП-10-630-20	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,3	0,12	0,5	ППВ-10 (ПЭ-11)	105	-
ВП-10-1000-20	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,3	0,12	0,5	ППВ-10 (ПЭ-11)	105	-
ВМП-10-630-20	10	12	0,63	20	64	20	20/8	-	0,1	-	ПЭ-11	140	3,4
ВМП-10-1000-20	10	12	1,0	20	64	20	20/8	-	0,1	-	ПЭ-11	145	3,5
ВМП-10-1250-20	10	12	1,25	20	64	20	20/8	-	0,1	-	ПЭ-11	160	3,7
ВМПЛ-10-330-20	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	5,7
ВМПЛ-10-1000-20	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	5,8
ВМПШ-10-1600-20	10	12	1,6	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	6,0
ВМПП-10-630-31,5	10	12	0,63	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	6,0
ВМПЛ-10-1000-31,5	10	12	1,0	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	6,1
ВМПЛ-10-1600-31,5	10	12	1,6	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5	ППВ	225	6,3
ВМПЭ-10-630(1000, 1600)-20(31,5)	10	12	0,63 (1,0;1,6)	20 (31,5)	52 (80)	20 (31,5)	20/4 (31,5/4)	0,3	0,12	0,5	ПЭВ-11А	235	5,7-6,3
МГТ-10-3200-45У3	10	12	3,2	45	120	45	45/4	0,4	0,15	0,5	ПЭ-21У3	-	13,0
МГТ-11-3500-1000ТЗ	11	12	5,6	63	170	64	64/4	0,4	0,15	0,5	ПЭ-21АТЗ	-	-
МГ-10-5000/1800	10	11,5	5,0	105	300	175	70/10	0,75	0,2	-	ПС-31(ПВ-30)	2100	20,5
МГ-20-6000/3000	20	23	6,0	87	300	175	85/10	0,7	0,2	-	ПС-31(ПВ-30)	2400	21,7
МГ-20-9500/3000	20	23	9,5	100	300	105	87/4	0,7	0,2	-	ПС-31(ПВ-30)	3025	21,5
ВГМ-20-90/1200У3	20	24	11,2	90	320	125	105/4	0,8	0,2	-	-	2560	-
Повітряні внутрішнього устанавлення													
ВВ-20	20	-	12,5	115	300	118	118/4	0,1	0,17	-	-	9310	220
ВВГ-20-160/12500У3	20	24	12,5	160	410	160	160/4	0,1	0,14	-	ШРПФ-3М	9150	225
ВВ-35-20/1250У3	35	40,5	1,25	20	52	20	20,4	0,28	0,08	0,1	ШРПФ-3М	-	-

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Електромагнітні													
ВЭМ-6Э-1000/20ТЭ	6	7,2	1,0	20	52	20	20/5	0,25	0,07	0,5	ПЭГ-7	630	26
ВЭМ-10Э-1000/12,5УЭ	10	12	1,0	20	52	20	20/5	0,25	0,07	0,5	ПЭГ-7	610	19,2
ВЭМ-10Э-1000/20УЭ	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,4	0,07	0,5	ПЭГ-8	600	21
ВЭМ-10Э-1250/20УЭ	10	12	1,285	20	52	20	20/4	0,1	0,07	0,5	ПЭГ-8	599	-
ВЭ-10-1250/20	10	12	1,25	20	51	20	20/4	0,08	0,08	-	ППВ	522	-
ВЭ-10-1600/20	10	12	0,6	20	51	20	20/4	0,08	0,08	-	ППВ	522	-
ВЭ-10-1250-31,5	10	12	1,25	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	563	-
ВЭ-10-1600-31,5	10	12	1,6	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	563	-
ВЭ-10-2500-31,5	10	12	2,5	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	574	-
ВЭМ-6-2000/40-125	6	7,2	2,0	40	125	-	40/4	0,35	0,08	-	ПЭ-22	1000	20
ВЭМ-3200/40-125	6	7,2	3,2	40	125	-	40/4	0,35	0,1	-	ПЭ-22	-	25
Масляні зовнішнього установлення													
МКП-35-1000-25	35	40,5	1,0	25	64	25	25/4	0,4	0,08	-	ШПЭ-31	2750	18
МКП-35-1500-24,7	35	40,5	1,5	24,7	63	36	24,7/5	0,45	0,08	-	ШПЭ-31	2750	-
МКП-110-630-20	110	126	0,63	20	52	20	20/3	0,5	0,08	0,8	ШПЭ-33	9600	80
МКП-110-1000-20	110	126	1,0	20	52	20	20/3	0,5	0,08	0,8	ШПЭ-33	8905	82
С-35М-630-10У1	35	40,5	0,63	10	26	10	10/3	0,3	0,08	-	ШПЭ-12	930	14
С-35-3200-50	35	40,5	3,2	50	127	50	50/4	-	0,08	-	ШПЭ-38	4240	-
У-35-2000-40	35	40,5	2,0	40	102	40	40/4	0,38	0,08	0,7	ШПЭ-36	900	39
У-110-2000-40У1	110	126	2,0	40	102	40	40/3	0,8	0,08	0,9	ШПЭ-44У1	11400	110
У-110-2000-50У1	110	126	2,0	50	135	50	50/3	0,65	0,08	0,7	ШПВ-46П	10300	160
У-220-2000-25У1	220	252	2,0	25	64	25	25/3	0,45	0,08	0,9	ШПВ-45П	28000	260
У-220-2000-40	220	252	2,0	40	102	40	40/3	0,45	0,08	0,7	ШПВ-46	28000	400
ВП-35-400-5	35	40,5	0,4	5	16	6,3	6,3/4	-	0,06	1,1	ПП-67	860	-
Повітряні зовнішнього установлення													
ВВУ-35-40/2000	35	40,5	2,0	40	100	40	40/3	0,13	0,07	-	ШРНА	2500	147
ВВУ-35-40/3200	35	40,5	3,2	40	100	40	40/3	0,13	0,07	-	ШРНА	2510	161
ВВН-35-2	35	-	2,0	33	84	33	33/4	0,17	0,08	0,25	ШРНФ-24	3500	48,5
ВВУ-110-40/3200	110	126	2,0	40	102	40	40/3	0,2	0,07	0,25	ШРНА	5200	300
ВВБК-110-50/3200	110	126	3,2	50	-	-	-	0,1	0,04	-	-	7500	-
ВВБК-220-50/3200	220	252	3,2	50	-	-	-	0,1	0,04	-	-	14000	-

Таблиця 4.2

Технічні характеристики вимикачів навантаження

Тип вимикача навантаження	Номинальна напруга, кВ	Робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Робочий струм, А	Номинальний струм вимикання, кА		Граничний кризний струм, кА		Граничний струм (амплітудний) вимикання, кА	Граничний струм термічної стійкості та час його дії, кА/с	Тип запобіжника	Маса, кг	Орієнтовна ціна, грн
					запобіжник	контактами	амплітудне значення	длоче значення					
ВНП-3 ВН-16; ВНЗ-13	3	3,5	400	400	40	-	-	20	-	ПК-3/400	98	560	
	6	6,9	400	400	0,8	25	14,5	5	6/10	-	36	330	
ВНП-16; ВНП-17 ВНПЗ-16; ВНПЗ-17 ВНПЗп-16; ВНПЗп-17	10	11,5	200	30	0,4	25	14,5	5	6/10	-	42	400	
	6	6,9	400	75	0,8	-	-	20	-	ПК-6/30	71	530	
	6	6,9	400	150	0,8	-	-	20	-	ПК-6/75	72	600	
	10	11,5	200	30	0,4	-	-	20	-	ПК-6/150	72	600	
ВН-11(Т) ВНВ-10/320 ВНТЭМ-6/630 ВНТЭМ-10/630 ВНСГ-15-31,5/12000У4	10	11,5	200	50	12	-	-	9	-	ПК-10/30	72	600	
	10	11,5	200	100	12	-	-	9	-	ПК-10/50	72	600	
	10	12	200	-	12	0,4	-	6,5	-	ПК-10/100	72	600	
	10	12	200	-	0,4	70	-	-	30/0,5	-	70	850	
	10	12	320	-	-	70	-	-	30/0,3	-	170	2100	
	6	7,2	630	-	-	1,0	80	80	31,5/1	-	70	-	
10	12	630	-	-	1,0	80	80	31,5/1	-	70	-		
15	17,5	12000	-	-	-	480	190	82	190/4	-	8000	330000	

Таблиця 4.3

Технічні характеристики роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Місце установлення (В – внутрішнє, З – зовнішнє)	Номинальна напруга, кВ	Робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Граничний скрізний струм, кА	Струм термічної стійкості, кА	Граничний час дії струму термічної стійкості, с	Тип привода	Орієнтовна ціна, грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PВ-6/400 PВФ-6/400 PВЗ-6/400	В	6	6,9	400	50	16	4	ПР-10; ПР-11	165
PВ-6/600 (630) PВЗ-6/600 (630) PВФ-6/600	В	6	6,9	600	60	11	10	ПР-2; 2ПР-10	190 320 270
PВ-6/1000 PВЗ-6/1000	В	6	6,9	1000	120 80	40	4	ПР-10; ПР-11	-
PВ-10/400 PВФ-10/400 PВЗ-10/400	В	10	11,5	400	50	16	4	ПР-10; ПР-11	170 260 270
PВ-10/600 (630) PВЗ-10/600 (630) PВФ-10/600 (630) PВФЗ-10/630	В	10	11,5	600 (630)	60	20	4	ПР-2; 2ПР-10 (ПР-10; ПР-11) ПР-10; ПР-11	200 340 280 430
PВ-10/1000 PВЗ-10/1000 PВФ-10/1000 PВФЗ-10/1000	В	10	11,5	1000	120 81 81 81	40 40 40 31,5	4	ПР-10; ПР-11	360 580 760 -

Продовження табл. 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РВР-Ш-10/2000	В	10	12	2000	85	31,5	4	ПДВ-1У3; ПР-3	800
РВР3-Ш-10/2000									1250
РВР-10/2500У2	В	10	12	2500					
РВР3-10/2500У2									
РВР-10/4000	В	10	12	4000	-	71	-	ПР-3; П4-50; ПДВ-1У3	960
РВР3-10/4000									1360
РЛВ-10/2000	В	10	11,5	2000	86	36	10	ПР-3	-
РЛВ-10/3000	В	10	11,5	3000	140	50	10	ПР-3	-
РВК-10/2000	В	10	11,5	2000	85	28	10	ПР-3	320
РВК-10/3000	В	10	11,5	3000	200	60	10	П4-50; ПР-3	380
РВК-10/4000	В	10	11,5	4000	200	65	10	МРВ	-
РВК-10/5000	В	10	11,5	5000	200	70	10		730
РВК-11/1500Т	В	10	11,5	1500	200	70	10	П4-50Т	1650
РВУ-10/3000	В	10	11,5	3000	200	85	10	ПР-3; ПРВ-22Р	-
РВУ-10/4000	В	10	11,5	4000	200	85	10	ПР4-50; МРВ	-
РВ-11/630Т	В	11	12	630	52	20	4	ПР-10; ПР-11	1300
РВО-11/630Т									1500
РВ3-11/630Т									1800
РВФ/11/630Т									1800
РВ-11/1000Т	В	11	12	1000	100	40	4	ПР-10; ПР-11	1550
РВ3-11/1000Т					81	31,5			1900
РВФ-11/1000Т					100	40			1920
РВР-Ш-12/2000Т	В	12	-	2000	85	31,3	4	ПР-3Т; ПЧ-50Т; ПД-1Т	2700
РВР-12/4000Т	В			4000	125	45	4		3500
РВР-12/4000Т									1750
									2100

Продовження табл. 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РВ-35/400	В	35	40,5	400	42	16	4	ПР-3	880
РВ3-35/400									1100
РВ-35/630	В	35	40,5	630	42	16	4	ПР-3	720
РВ3-35/630					51	20	4		890
РВ3-35/630У3	В	35	40,5	1000	80	31,5	4	ПР-3	1000
РВ-35/1000У3	В	35	40,5	400	50	10	10		930
РВ3-35/1000У3					600	14	10		1290
РЛВ-Ш-35/400	В	35	40,5	2000	-	-	-	ПР-3; П4-50	-
РЛВ-Ш-35/600	В	35	40,5	2000	-	-	-		650
РВК-35/2000									
Вертикальні зовнішнього устанавлення									
РЛН-10/200	3	10	-	200	-	-	-	-	85
РЛН-10/400		10	-	400	-	-	-	-	90
РЛН-10/600		10	-	600	-	-	-	-	143
РОН-10К/4000		10	11,5	4000	250	65	10	ПЧК	800
ЗРН-20/400		20	-	400	-	-	-	-	850
Горизонтальні зовнішнього устанавлення									
РЛНДА-10/200	3	10	-	200	-	5	10	ПРН3-10	70
РЛНДА-10/400		10	-	400	-	5	10	ПРН3-10	730
РЛНДА-10/630		10	-	630	-	5	10	ПРН3-10	750
РОН(3)-33Т/600		33	-	600	80	15	10	ПРН-110МТ	1600
РЛНД-35/600		35	40,5	600	80	12	10	ПРН-220МТ	3200
РЛНД-35/630		35	40,5	630	64	20	4	ПРН-110МТ	450
РЛНДЗ-35/630	3	35	40,5	630	64	20	4	ПРН-220МТ	750
РЛНД-35/1000		35	40,5	1000	80	15	10		530

Продовження табл. 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РНД-35/1000У1	3	35	40,5	1000	64	25	4	ПРН-110М; ПРН-220М; ПРН-110МХЛІ	480- 1250
РНД-35/2000	3	35	40,5	2000	84	31,5	4	ПРН-110М; ПРН-220; ПРН-110МХЛІ ПРН-220МТ	1100- 1600
РНД-35/3200У	3	35	-	3200	128	50	4	ПРН-110М; ПРН-220М	1500 2500
РЛНД-110/600	3	110	-	600	80	12	10	ПРН-110М ПРН-220М	1050 1250
РЛНД-110/630	3	110	-	630	80	25	3	ПРН-110МТ ПРН-220МТ	4000 5000
РОН(3)-110Т/630	3	110	-	1000	80	15	10	ПРН-110М; ПРН-220М	1100 1230
РЛНД-110/1000	3	110	126	2000	100	40	3	ПРН-110М; ПДН1; ПРН-220	1800 -
РНД-110/3200	3	110	-	3200	128	50	3	ПДН-1 ПРН-220	3100 - -4500
РЛНД-220П/600	3	220	-	600	60	12	10	ПДН-220	2500
РЛНД-220П/1000	3	220	-	1000	80	15	10	ПДН-1; ПРН-220	2800 - 3400
РЛНД-220/2000	3	220	252	2000	100	40	4		4500
РНД-220Т/800	3	220	252	800	80	19,6	10	ПРН3-132Т; ПДН-220Т	6400 7500
РНД-220Т/800	3	220	252	800	80	19,6	10	ПРН3-132Т; ПДН-220Т	6400 7500

Продовження табл. 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РНД-220Т/1000	3	220	-	1000	68	25	3	ПРН-220; ПДН-1	5400
РНДЗ-220/1000									6200
РНД-220/1500	3	220	252	1500	70	15	10	ПДН-220Т	7800-
РНДЗ-220/1500									16000
РНД-220/2000	3	220	-	2000	100	40	3	ПДН-1	10000-
РНДЗ-220/2000									-13000

Таблиця 4.4

Технічні характеристики короткозамикачів, віддільників і заземлювачів

Тип апарата	Номинальна напряга, кВ	Номинальний струм, А	Граничний скрізний струм, кА	Струм термічної стійкості та час ного дії, кА/с	Час вмикання (вимикання), с	Тип привода	Орієнтовна ціна	
							Апарата	привола
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Короткозамикачі								
КЗ-35; КЗ-35Т	35	-	42	14,7/3	0,4	ШПКМ;ШПКТ	550;1230	950;1700
КРН-35У1	35	-	42	10/4	0,2	ШПКМ	700	
КЗ-110М	110	-	34	13,3/3	0,35	ШПКМ	1200	950
КЗ-110Т	110	-	34	13,3/3	0,4	ШПКТ	2700	1700
КЗ-110У-У1	110	-	32	12,5/3	0,3	Ручний	-	-
КЗ-150У-У1	150	-	32	12,5/3	0,35	Ручний	-	-
КЗ-220М	220	-	34	13,3/3	0,4	ШПКМ	3100	950

Продовження табл. 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Віддільники								
ОД-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	400	950
ОД(3)-1-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	450	950
ОД(3)-2-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	500	950
ОД-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1000	950
ОД(3)-1-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1100	950
ОД(3)-2-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1200	950
ОД-110У/1000У1	110	1000	80	31,5/3	0,45	ПРО-1У1 та ПМПО	-	-
ОД-150М/630	150	630	80	27,4/3	0,7	ШПОМ	2600	950
ОД-150М/1000	150	1000	80	27,4/3	0,7	ШПОМ	2650	950
ОД-220М/630	220	630	80	22/3	0,7	ШПОМ	2700	950
ОД-220М/1000	220	1000	80	27,4/3	0,7	ШПОМ	2800	950
Заземлювачі								
ЗР-10У3	10	-	235	90/1	-	П4-50	-	200
ЗОВ-15,75Т	15,75	-	200	112/4	-	П4-50Т	1000	450
ЗОВ-20	20	-	235	112/4	-	П4-50	350	200
ЗР-35У3	35	-	235	90/1	-	П4-50	-	200
ЗОН-110М(П)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1	500	250
ЗОН-110У(П)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1	800	250
ЗОН-110Т(П)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1Т	1750	800

4.4. Вибір запобіжників напругою вище 1000 В

Запобіжники вибираються згідно з номінальною напругою, номінальним струмом, граничним вимикальним струмом, родом установаження та конструктивним виконанням. При цьому повинні виконуватися такі умови:

$$U_{ном} \geq U_{м}; \quad I_{ном} \geq I_{р\max}; \quad I_{вим.\min} \geq I_{рфорс}; \quad (4.2)$$

$I_{вим.\max} \geq 1,52I_{но}$ для звичайних запобіжників;

$I_{вим.\max} \geq I_{но}$ для швидкодіючих запобіжників з кварцевим заповненням (типу ПК),

де $U_{ном}$, $I_{ном}$ – номінальні напруга та струм запобіжника;

$I_{р\max}$ – максимальний робочий струм кола, у яке вмикається запобіжник;

$I_{но}$ – початкове діюче значення аперіодичної складової струму КЗ у мережі за запобіжником;

$I_{вим.\min}$, $I_{вим.\max}$ – мінімальний і максимальний струми вмикання запобіжника;

$I_{рфорс}$ – максимальний струм форсованого режиму в перехідному процесі.

Третя умова є умовою для вибору плавкої вставки запобіжника. Плавка вставка не повинна плавитись при струмах, які обумовлені нормальними перехідними режимами мережі, тобто при вмиканні або вимиканні електроприймачів, у коло яких увімкнено запобіжник. Четверта умова характеризує граничні можливості запобіжника при КЗ у мережі. При цьому для звичайних запобіжників урахується і аперіодична складова струму КЗ шляхом введення в четверту умову збільшуючого коефіцієнта, який дорівнює 1,52. Для швидкодіючих запобіжників типу ПК та інших дозволяється аперіодичну складову струму КЗ не враховувати. У таких запобіжниках час перегорання плавкої вставки та гасіння електричної дуги значно менше від постійної часу електричного кола, яка визначає діюче значення аперіодичної складової, тобто доповнення до нагріву плавкої вставки за рахунок цієї складової струму КЗ. Технічні характеристики деяких запобіжників наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Технічні характеристики запобіжників

Тип запобіжника	Номинальна напряга, кВ	Робоча найбiльша напряга, кВ	Номинальний струм запобіжника, А	Номинальний струм патрона, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Максимальний струм вимикання, кА	Мінімальний струм вимикання,	Орієнтовна ціна, грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПК1-3-8/2-40У3	3	3,6	32	8	2; 3,2; 5; 8;	40	4; 6,4; 10; 16;	-
ПК1-3-35/10-40У3	3	3,6	32	32	10; 16; 20; 32;	40	20; 32; 40; 64;	-
ПК1-6-8/2-40У3	6	7,2	32	8	2; 3,2; 5; 8;	40	4; 6,4; 10; 16;	-
ПК1-6-20/10-20У3	6	7,2	32	20	10; 15; 20;	40	20; 32; 40;	-
ПК1-6-8/2-20У3	6	7,2	20	8	2; 3,2; 5; 8;	20	4; 6,4; 10; 16	-
ПК1-6-20/10-20У3	6	7,2	20	20	10; 16; 20	20	20; 32; 40	-
ПК1-6-32/32-20У3	6	7,2	32	32	32;	20	64;	-
ПК1-10-20/10-20У1	10	12	32	20	10; 16; 20;	20	70; 112; 140;	-
ПК1-10-8/2-20У1	10	12	32	8	2; 3,2; 5; 8;	20	14; 22; 35; 56;	-
ПК1-10-8/2-12,5У3	10	12	20	8	2; 3,2; 5 8;	12,5	6; 9,6; 15; 21;	-
ПК1-10-20/10-12,5У3	10	12	20	20	10; 16; 20;	12,5	30; 48; 60;	-
ПК1-10-32/32-12,5У3	10	12	32	32	32;	12,5	96;	-
ПК1-35-8/2-8У3	35	40,5	10	8	2; 3,2; 5; 8;	8	12; 19; 30; 48;	-
ПК1-35-10/10-3,2У3	35	40,5	10	10	10;	3,2	10;	-

Продовження табл. 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПК2-6-50/32-31,5У3	6	7,2	80	50	32; 40; 50;	31,5	65; 80; 100;	-
ПК2-6-80/80-20У3	6	7,2	80	80	80;	20	240;	-
ПК2-10-40/32-20У3	10	12	50	40	32; 40;	20	190; 240;	-
ПК2-10-50/50-12,5У3	10	12	50	50	50;	12,5	150;	-
ПК2-35-20/10-8У3	35	40,5	20	20	10; 16; 20;	8	60; 96; 120;	-
ПК3-6-100/80-31,5У3	6	7,2	160	100	80; 100;	31,5	160; 200;	-
ПК3-6-160/160-20У3	6	7,2	160	160	160;	20	480;	-
ПК3-10-80/50-20У3	10	12	100	80	50; 80;	20	200; 320;	-
ПК3-10-100/100-12,5У3	10	12	100	100	100;	12,5	300;	-
ПК3-35-40/32-8У3	35	40,5	40	40	32 40;	8	96; 120;	-
ПК4-6-200/160-31,5У3	6	7,2	320	200	160; 200;	31,5	320; 400;	-
ПК4-6-320/320-20У3	6	7,2	320	320	320;	20	960;	-
ПК4-10-160/100-20У3	10	12	200	160	100; 160;	20	400; 640;	-
ПК4-10-200/200-12,5	10	12	200	200	200;	12,5	600;	-
ПКТН-10У3	10	12	-	-	-	-	-	-
ПКТН-35У3	35	40,5	-	-	-	-	-	-
ПСН-10	10	12	-	-	8-100;	3,2	15;	240
ПС-35МУ1	35	40,5	-	-	8-100;	3,2	15;	430

4.5. Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму (ТС) здійснюється залежно від номінальної напруги, номінального первинного та вторинного струмів, роду електричної установки, конструкції, класу точності, граничного навантаження на вторинну обмотку ТС і перевіряється на електродинамічну і термічну стійкість при КЗ, а також на відповідність 10 % похибки. При цьому повинні виконуватись такі умови:

$$U_{ном} \geq U_{роб}; \quad I_{1ном} \geq I_{роб}; \quad i_{дин} \geq i_y \quad \text{або} \quad \sqrt{2}I_{ном}K_{\delta} \geq i_y; \quad (4.3)$$

$$I_T^2 t_T \geq B_k \quad \text{або} \quad (I_{1ном} K_T)^2 t_N \geq B_k,$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга ТС, кВ;

$I_{1ном}$ – номінальний струм первинної обмотки ТС, А;

I_T – односекундний струм термічної стійкості з паспорта, кА;

B_k – тепловий імпульс при КЗ, кА;

$i_{дин}$ – амплітудне значення струму динамічної стійкості ТС за паспортом;

i_y – розрахункове значення ударного струму, кА;

K_{δ} і K_T – коефіцієнти динамічної і термічної стійкості згідно з паспортом ТС, ($K_{\delta} = i_{\delta} / \sqrt{2}I_{1ном}$; $K_T = I_{1C} / I_{1ном}$).

У випадках, коли початково вибраний ТС не задовольняє умови динамічної або термічної стійкості, тоді вибирають другий ТС з ближчим більшим значенням номінального струму. Перевірка ТС на відповідність класу точності здійснюється за допомогою розрахункової схеми. На цій схемі креслиться вся кількість приладів і їхні схем вмикання до даного ТС. Перевірку здійснюють для однієї найбільш завантаженої фази з такою умовою:

$$S_{2ном} \geq S_{2розр.}, \quad (4.4)$$

де $S_{2ном.} = I_{2ном.} Z_{ном.}$ – номінальна потужність вторинної обмотки ТС у даному класі точності, ВА;

$S_{2\text{розр}} = \sum S_{\text{прил}} + S_{\text{конт.}} + S_{\text{пр}}$ – потужність, яку споживають прилади від вторинної обмотки, ВА,
де $\sum S_{\text{прил}}$ – сумарна потужність приладів, які ввімкнені до вторинної обмотки ТС;

$S_{\text{конт}}$ – потужність, яка втрачається в контактах кола приладів ($S_{\text{конт}} = I_{2\text{ном}}^2 r_{\text{конт}}$; приймають $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ незалежно від кількості контактів у колі);

$S_{\text{пр}}$ – потужність, яка втрачається у проводах, що з'єднують прилади та апарати з вторинною обмоткою ТС, ВА.

Потужність, що втрачається у проводах, визначається з виразу

$$S_{\text{пр}} = I_{2\text{ном}}^2 r_{\text{пр}} = I_{2\text{ном}}^2 \rho \frac{l_{\text{розр}}}{q}, \quad (4.5)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів (для міді приймають $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2$, а для алюмінію – $0,028 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2$);

q – поперечний переріз проводів для з'єднання приладів, мм^2 .

Розрахункова довжина проводів залежить від схеми з'єднання вторинних обмоток ТС. При живленні приладів від одного ТС $l_{\text{розр}} = 2l$, при з'єднанні трьох обмоток у «зірку» $l_{\text{розр}} = l$, а при з'єднанні двох обмоток у «неповну зірку» $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} l$. Для з'єднання вимірювальних приладів та інших апаратів застосовуються як мідні, так і алюмінієві проводи, однак згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) на підстанціях напругою 220 кВ та вище застосовують тільки мідні проводи. Лічильники, амперметри і релейний захист дозволяється вмикати до одних і тих самих ТС, коли така схема не призводить до порушення режиму роботи релейного захисту або до перевантаження ТС у даному класі точності. Мінімальний поперечний переріз з умов механічної міцності повинен дорівнювати не менше ніж $1,5 \text{ мм}^2$ для мідних і $2,5 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих проводів. Також не рекомендується застосовувати проводи з поперечним перерізом більше 10 мм^2 . При неможливості виконати цю вимогу з причин невиконання умови $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$ потрібно зменшити навантаження на даний ТС,

тобто відімкнути від нього частину приладів та увімкнути до другого комплекту ТС.

Слід пам'ятати, що похибки вимірювання, які характеризують точність ТС, не мають бути кінцевою умовою обґрунтування його вибору. Для кінцевого вибору ТС мусить бути здійснена додаткова перевірка його на 10 % похибки. Ця обставина пояснюється тим, що робота ТС з похибкою відповідного класу забезпечується при струмах первинної обмотки не більше 120 % номінальних значень та при навантаженні на вторинну обмотку, значення якого не виходять за межі номінальних, тобто

$$Z_2 \leq Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}. \quad (4.6)$$

Як відомо, струми КЗ у багато разів перевищують номінальні значення, що призводить до насичення магнітопроводу ТС і відповідно до різкого збільшення його абсолютної та кутової похибки. Теоретичним обґрунтуванням і дослідним шляхом встановлено, що струмовий захист надійно виконує свої функції, коли абсолютна похибка ТС не перевищує 10 %, а кутова – 7°, що відповідає точці перегину на кривій намагнічування, тобто початку насичення магнітопроводу ТС.

Для перевірки ТС з умови 10 % похибки в довідковій літературі для різних типів трансформаторів струму наводяться криві 10 % похибки, які визначені експериментальним шляхом. Ці криві показують залежність значення навантаження Z_2 на вторинну обмотку ТС від кратності m струму КЗ порівняно з номінальним струмом ТС ($m = I_{кз} / I_{1ном}$) за умови, що його похибка не перевищить граничні значення: абсолютна – 10 %, а кутова – 7°. Для перевірки умови 10 % похибки спочатку визначають навантаження на вторинну обмотку Z_2 , потім за кривими визначеної похибки визначають кратність $m_{дон}$ для відповідного номінального струму ТС ($I_{1ном} = 15-600, 8000$ або 1000 А). Далі визначають розрахункову кратність струму КЗ порівняно з номінальним струмом вибраного ТС ($m_{розр} = 1,1 I_{кз} / I_{1ном}$).

Коли $m_{розр} \leq m_{дон}$, тоді вибраний ТС відповідає умовам вмикання релейного захисту до вторинної обмотки. А коли $m_{розр} > m_{дон}$, то потрібно вибрати ТС з більшим номінальним струмом або зменшити Z_2 шляхом збільшення поперечного перерізу з'єднувальних проводів.

Потрібно пам'ятати, що вбудовані в електрообладнання ТС хоч і не вибираються за номінальними параметрами та не перевіряються на динамічну стійкість, вони також, як і всі інші ТС, повинні бути перевірені на 10 % похибки, тобто на гранично допустиме навантаження на них. Для потужних трансформаторів напругою 35 і 110 кВ найбільше розповсюдження знайшли вбудовані ТС типу ТВТ-35 і ТВТ-110. У вимикачах типу С-35М, МКП-35, У-35, У-110 і МКП-110 застосовуються вбудовані трансформатори струму ТВ-35, ТВ-110 і ТВС-110. Технічні характеристики деяких найрозповсюджених ТС наведені в табл. 4.6.

4.6. Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (ТН) вибираються згідно з номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток і конструктивним виконанням. При цьому виборі повинна виконуватись така умова:

$$U_{ном} \geq U_{роб}, \quad (4.7)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга згідно з паспортом ТН, кВ;

$U_{роб}$ – робоча напруга на шинах електроустановки, до яких вмикають ТН, кВ.

При вибраній кількості приладів та апаратів і схемі їхнього вмикання до вторинної обмотки трансформатора напруги повинні перевірятися на відповідність класу точності за умови

$$S_{2ном} \geq S_{2розр}, \quad (4.8)$$

де $S_{2ном}$ – номінальна потужність вторинної обмотки ТН у відповідному класі точності, ВА;

$S_{2розр}$ – потужність приладів і реле, ВА.

Таблиця 4.6

Технічні характеристики трансформаторів струму

Тип трансформатора струму	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А		Варіант виконання вторинних обмоток (клас точності)	Номинальне навантаження, Ом, у класі точності			Електродинамічна стійкість		Термічна стійкість		Орієнтовна ціна, грн	
		первинної обмотки	вторинної обмотки		0,5	1	3(10)	Кратність Ікз/Іном	І _{дин} , кА	Кратність, с	кА/с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
ТТЛ-6	6	300;	5	1/P	-	0,4	-	-	125	-	25/4		
		400	5	0,5/P	0,4	-	-	-	-	-	25/4		
		600;	5	0,5/P	0,4	-	-	-	-	-	-	25/4	
		800	5	0,5/P	0,4	-	-	-	-	-	-	25/4	
ТТЛ-10	10	5-200	5	P; 0,5/P; P/P	-	-	-	250	-	45/4	-	144-	
		300	5		0,4	1,0	1,2	175	-	45/4	-	210	
		400	5		0,6	1,0	1,6	165	-	35/4	-		
ТТЛУ-10	10	100-100	5	P; 0,5/P; P/P;	0,4/0,6	1	1,2	250	-	60/4	550		
ТТЛМ-10	10	5	5	P;	0,4/0,6	-	-	-	1,8	-	0,17/4	-	
		10	5	0,5/P;					3,5	-	0,32/4	-	
		15	5	P/P;					5,3	-	0,52/4	-	
		20	5						7,0	-	0,66/4	-	
		30	5						10,6	-	1,05/4	-	
		40	5						14,0	-	1,33/4	-	
		50	5						17,6	-	2,45/4	-	
		75	5						26,4	-	3,45/4	-	
		100	5						35,2	-	4,85/4	-	
		150	5						52,0	-	6,25/4	-	
200	5						70,0	-	8,75/4	-			
300;400	5						70,0	-	12,5/4	-			

Продовження табл. 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			
ТІЛІМУ-10	10	10	5	P, 0,5/P; P/P;	0,4/ 0,6	-	-	-	3,5 5,3 7,0 10,6 14,0 17,6 26,4 35,2 52,0 70,0 70,0	-	0,52/4 0,66/4 1,05/4 1,33/4 1,8/4 3,45/4 4,85/4 6,2/4 8,85/4 12,5/4 17,5/4	-			
	ТІЛІ-10К	10	10; 15; 30; 60; 100-400 600;800 1000; 1500	5 5 5 5	P, 0,5/P; P/P;	0,4/ 0,6	-	-	-	17,6; 100	-	2,45/4 22,5/4	-		
		ТІОЛ-10	10	600;800 1000 1500	5 5 5	P; 0,5/P; P/P;	0,4/ 0,6	0,6 -	1,2	160 140 90	- - -	65/1 55/1 35/1	- - -	195 195 250	
			ТІШЛ-10	10	2000; 3000; 4000; 5000	5 5 5	P; 0,5/P; P/P;	0,8 1,2	1,2 3,0	2,4 4,0	- -	- -	70/1 70/1	- -	440 760
				ТОЛ-10УТ2	10	30;...; 1500	5	0,5/P; P/P;	0,4/ 0,6	-	-	15; ...100	-	1,4/4 31,5/4	-
		ТІЛЛ-10	10	1000 2000	5	0,5/P; P/P;	0,8/ 1,2	1,2/ 2,4	2/3	-	-	70/1	-	700	
		ТКЛН-10	10	10-200	5	0,5/P; P/P;	0,4	-	0,6	100	-	50/1	-	-	

Продовження табл. 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТПОЛ-27	27	1500	5	P/P	0,8	-	-	70	-	20/4	-	-
		2500	5		2	-	-	50	-	20/4	-	-
ТПОЛ-35	35	400	5	P/1;P/P	-	0,8/ 0,6	-	-	100	-	40/4	1470
		600	5	P/0,5;								
		800	5	P/PP/0,5;								1470
		1000	5	P/PP/0,5;								1530
		1500	5	P/PP/0,5;								1500
				P/P								35/4
ТФН-35М	35	15-800	5	0,5/P	0,8/2	4	-	150	-	65/1	-	1500
		1000	5		0,8/2	4	-	100	-	65/1	-	1500
ТФНД-35М	35	15-600	5	0,5/P/P	1,2	2,4	-	150	-	45/4	-	2260
		800;								32,5/4		
		1000	5		1,2	2,4	-	100	-	32,5/4	-	2400
		2000	5				-	50	-		-	2450
ТФНР-35	35	500;	5	0,5/P/P	1,2	-	-	-	125	-	49/4	2800
		1000										2800
		2000	5	0,5/P/P	2	-	-	-	145	-	57/4	4000
		3200	1		30	-	-	-	125	-	49/4	2800
		1000										
		2000	1		50	-	-	-	145	-	57/4	4000
ТФН-66 СТ	66	200-400	5	P/P/0,5	1,2	-	-	120	-	50/3	-	18000
	ТФНУ-66 СТ	200-400	5	P/P/0,5	1,2	-	-	-	24-48	-	9,4-	23000
		600-1200	55		1,2	-	-	-	-	48-96	-	18,8/4
ТФНД-110М	110	50-600	5	0,5/P/P	1,2	-	-	150	-	43/3	-	4700
		400-800	5		1,2	-	-	110	-	35/3	-	4700
ТФНД-11М- II	110	750-1500	5	0,5/P/P	0,8	-	-	75	-	60/1	-	5500
		1000-2000	5	0,5/P/P	0,8	-	-	75	-	60/1	-	5600
		750-1500	1		20	-	-	75	-	60/1	-	5500
	1000-2000	1		20	-	-	75	-	60/1	-	5600	

Продовження табл. 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТФНД-220-І	220	300-600 1200 300-800 1200	5 5 1 1	0,5/Р/Р 0,5/Р/Р	1,2 30	- -	- -	90 90	- -	34/3 34/3	- -	50000 50000
Вбудовані												
ТВТ-35-300	35	100	5 або 1	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-
ТВТ-110-300	110	150 200 300		-	-	-	-	(15) (15) (30)	-	-	-	-
ТВТ-35-600	35	200	5 або 1	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-
ТВТ-110-600	110	300 400 600		-	-	-	-	10 20 30	-	-	-	-
ТВТ-35-1000	35	400	5 або 1	-	-	-	-	20	-	-	-	-
ТВТ-110-1000	110	600 750 1000		-	-	-	-	30 75 -	-	-	-	-
				-	30	-	-	-	-	-	-	-

Потужність приладів і реле, які ввімкнені до вторинної обмотки трансформатора напруги, визначається як

$$S_{2,розр} = \sqrt{\left(\sum P_{прил}\right)^2 + \left(\sum Q_{прил}\right)^2}, \quad (4.9)$$

де $P_{прил}$; $Q_{прил}$ – активна та реактивна потужності приладу або реле, Вт та Вар відповідно, які наводяться у довідковій літературі на прилади та реле.

Трансформатори напруги класу точності 0,2 застосовують для живлення обмоток напруги лічильників електричної енергії, які встановлюються на потужних генераторах або міжсистемних лініях електропередачі. Трансформатори напруги класу точності 0,5 застосовують для живлення розрахункових лічильників і вимірювальних приладів класу точності 1,0 або 1,5. Трансформатори напруги класу точності 1,0 застосовуються для живлення приладів класу точності 2,5, тобто клас точності ТН повинен бути не менш ніж на один ступінь вище класу точності вимірювального приладу. Трансформатори напруги класу точності 3,0 застосовуються для живлення релейного захисту та інших кіл автоматики.

Технічні характеристики деяких найбільш розповсюджених ТН наведені в табл. 4.7.

4.7. Вибір реакторів

Реактори встановлюються в електроустановках змінної напруги з метою обмеження струмів КЗ. У закритих розподільних пристроях застосовуються, як правило, бетонні реактори з повітряним охолодженням. Вибір реакторів здійснюється згідно з номінальною напругою, номінальним струмом, номінальним індуктивним опором і конструктивним виконанням і перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. При цьому повинні виконуватися такі умови:

$$U_{ном.р} \geq U_{роб}; \quad I_{ном.р} \geq I_{роб}; \quad x_{ном.р} \% \geq x_{розр.р} \% , \quad (4.10)$$

де $U_{ном.р}$, $I_{ном.р}$ – номінальні напруга і струм реактора;

$x_{ном.р} \%$ – відносний номінальний індуктивний опір реактора;

$x_{розр.р} \%$ – розрахункове значення опору реактора (у довідковій літературі в більшості випадків індуктивний опір реактора наводиться у відносних одиницях $x^*_{ном.р}$ або у відсотках $x_{ном.р} \%$).

Таблиця 4.7

Технічні характеристики трансформаторів напруги

Тип ТН	Номинальна напруга обмоток, В				Номинальна потужність, ВА, у класах точності	Максимальна потужність, ВА	Орієн- товна ціна, грн			
	первинної	вторинної	додавкової							
1	2	3	4	0,2	0,5	1	3	8	9	10
НОС-3	3000	100	-	-	30	50	120	240	-	-
НОМ-3	3000	100	-	-	30	50	120	460	-	-
НОСК-6-66	6000	100	-	-	50	75	200	400	210	230
НОМ-6	6000	100	-	-	50	75	200	400	-	-
НОЛ08-692	6000	100	-	30	50	75	200	400	-	-
ЗНОЛ-06-6У3	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	15	30	50	150	240	-	-
ЗНОЛ-06-6Т3	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	30	50	75	200	400	-	-
ЗНОЛ-09-6У2	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	30	50	75	200	400	-	-
ЗНОЛ-09-6Т2	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	або 100	50	75	100	300	640	-	-
ЗНОЛ-09-6Т2	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	50	75	100	300	640	-	-
ЗНОЛТ-6			-							
ЗНОЛТ-6Т	10000	100	-	-	50	75	200	400	1100	1100
НОМ-10	10000	100	100/ $\sqrt{3}$	50	75	150	300	640	260	260
НОЛ08-6У2	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	або 100/3	50	75	150	300	640	-	-
ЗНОЛ-06-10У3	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	50	75	150	300	640	-	-
ЗНОЛ-09-10У2	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	50	75	100	300	640	-	-
ЗНОЛ-09-10Т2			або 100							
ЗНОЛТ-10	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	-	75	150	300	640	1300	1300
ЗНОЛТ-10Т			або 100							

Продовження табл. 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НОМ-15	15000	100	-	-	80	150	320	840	-
ЗНОМ-15	15000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	-	80	150	320	640	-
НОМ-35	35000	100	-	-	150	250	600	1200	1500
ЗНОЛТ-35	35000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	-	150	250	600	1200	-
ЗНОЛТ-35Т									
НКФ-110-57	110000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 або 100	-	400	600	1200	2000	4400
НКФ-220-58	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000	9200
НКФУ-220-657	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	30000
НТМН-3	3000	100	100/3	-	50	80	200	400	-
НТМК-6-48	6000	100	-	-	75	150	300	640	400
НТМН-6-66	6000	100	100/3	-	75	150	300	640	860
НТМК-10	10000	100	-	-	120	200	500	960	600
НТМН-10-66	1000	100	100/3	-	120	200	500	960	1000
НТМН-15	15000	100	100/3	-	120	200	480	960	-
НТМН-18	18000	100	100/3	-	120	200	480	960	-

Потрібне (розрахункове) значення індуктивного опору реактора $x_{розр.p}$ % визначають так. Спочатку визначають відносний базисний опір до передбаченого місця встановлення реактора (на схемі з розрахунку струмів КЗ). Припустимо, що це точка К1 безпосередньо за потужним трансформатором. Потім переводять цей відносний опір в оми з виразів

$$x_{*бк1} = \frac{\sqrt{3}I_{\phi}x_{к1}}{U_{cp}}, \quad \text{тобто} \quad x_{к1} = \frac{U_{cp}x_{*бк1}}{\sqrt{3}I_{\phi}}.$$

Після цих розрахунків потрібно визначити допустимий струм КЗ за вимикачем з номінальною потужністю вимикання $S_{ном.вим}$, який на розрахунковій схемі встановлено нижче реактора, припустимо в точці К2, і передбачено для вимикання струму КЗ.

Цей струм визначається з виразу

$$I_{к2} = S_{ном.вим} / \sqrt{3}U_{ном}. \quad (4.11)$$

Потім визначається опір в омах до точки К2 з виразу

$$x_{к2} = U_{ном} / \sqrt{3}I_{к2}. \quad (4.12)$$

Потрібний опір реактора в омах визначається з виразу

$$x_{розр.p} = x_{к2} - x_{к1}. \quad (4.13)$$

Переведення індуктивного опору реактора у відносний опір у відсотках, який потрібен для вибору реактора за довідковою літературою, здійснюється за допомогою виразу

$$x_p \% = x_{*p} 100 = \frac{\sqrt{3}I_{ном}x_{розр.p}}{U_{ном.p}} 100. \quad (4.14)$$

Технічні характеристики деяких типів реакторів на номінальну напругу 10 кВ наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8

Технічні дані одинарних реакторів

Тип реактора	Номинальна напруга, кВ	Допустимий струм, А	Номинальний індуктив ний опір, Ом (або %)	Номинальні втрати на фазу, кВт	Струм динамічної стійкості, (амплітуда) кА	Струм і час термічної стійкості, кА/с (або кА с ^{1/2})	Орієнтовна ціна, грн
РБ-10-400-0,35 (РБУ; РБГ)	10	400	0,35	1,6	25	9,83/8	
РБ-10-400-0,45 (РБУ; РБГ)	10	400	0,45	1,9	25	9,83/8	
РБ-10-630-0,25 (РБУ; РБГ)	10	630	0,25	2,5	40	15,75/8	
РБ-10-630-0,40 (РБУ; РБГ)	10	630	0,40	3,2	32	12,6/8	
РБ-10-630-0,56 (РБУ; РБГ)	10	630	0,56	4,0	24	9,45/8	
РБ-10-1000-0,14 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,14	3,5	63	24,8/8	
РБ-10-1000-0,22 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,22	4,4	49	19,3/8	
РБ-10-1000-0,28 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,28	5,2	45	17,75/8	
РБ-10-1000-0,35 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,35	5,9	37	14,6/8	
РБ-10-1000-0,45 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,45	6,6	29	11,4/8	
РБ-10-1000-0,56 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,56	7,8	24	9,45/8	
РБ-10-1600-0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	10	1600	0,14	6,1	66	26/8	
РБД-10-2500-0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	10	2150- 2500	0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	11-14	66	26/8	
РБДТ-10-4000-0,105	10	3750	0,105	18,5	97	38,2/8	
РБДГ-10-4000-0,18	10	3200	0,18	27,7	65	25,6/8	
РТМТ-35-200-6	35	200	6%	-	7,5	-	47000
РТМТ-35-500-10	35	500	10%	-	14,5	18кА с ^{1/2}	90000
РТДТ-35-1000-10	35	1000	10%	-	24,3	33,2кА с ^{1/2}	158000
ТОРМ-110-650-15	110	650	15%	-	12,4	15,4кА с ^{1/2}	150000
ТОРМТ-110-1350- 15А	110	1350	15%	-	25	31,6кА с ^{1/2}	226000
ТОРМ-220-325-12	220	325	12%	-	-	-	678000

4.8. Вибір шин

Вибір шин здійснюється з умови забезпечення економічної щільності струму та перевіряється на тривалий допустимий струм навантаження, а також на електродинамічну і термічну стійкість від струмів КЗ. При цьому поперечний переріз шини визначається з виразу

$$q_{ш} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}j_e}, \quad (4.15)$$

де S_{\max} – максимальна потужність приєднаного до шин навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга шин, кВ;

j_e – економічна щільність струму шини, А/мм².

Економічна щільність струму залежить від матеріалу шини і тривалості використання максимального навантаження. Значення економічної щільності струму шин, які виконані з мідного або з алюмінієвого матеріалу, наведені в табл. 1.18. Розрахункове значення поперечного перерізу шини порівнюється зі стандартними і вибирається шина, яка має поперечний переріз, найближчий до розрахункового значення. Стандартні значення поперечних перерізів шин і їхній тривалий максимальний допустимий струм наведені в табл. 4.9, 4.10.

Таблиця 4.9

Основні характеристики шин прямокутного перерізу

Розмір шини, мм	Поперечний переріз, мм ²	Допустимий струм, А					
		Одна штаба		Дві штаби		Три штаби	
		Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній
1	2	3	4	5	6	7	8
15x3	45	210	165	-	-	-	-
20x3	60	275	215	-	-	-	-
25x3	75	340	265	-	-	-	-
30x4	120	475	365	-	-	-	-
40x4	160	625	480	-	-	-	-
40x5	200	700	540	-	-	-	-
50x5	250	860	665	-	-	-	-

Продовження табл. 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8
50x6	300	955	740	-	-	-	-
60x6	360	1125	870	1740	1350	2240	1720
60x8	480	1320	1025	2160	1680	2790	2180
60x10	600	1475	1115	2560	2010	3300	2650
80x6	480	1480	1150	2110	1630	2720	2100
80x8	640	1690	1320	2620	2040	3370	2620
80x10	800	1900	1480	3100	2410	3990	3100
100x6	600	1810	1425	2470	1935	3170	2500
100x8	800	2080	1625	3060	2390	3990	3050
100x10	1000	2310	1820	3610	2860	4650	3650
120x8	960	2400	1900	3400	2650	4340	3380
120x10	1200	2650	2070	4100	3200	5200	4100

Таблиця 4.10

Основні характеристики круглих і трубчатих шин

Шини круглі			Труби мідні		Труби алюмінієві		Труби сталеві		
Діаметр, мм	Допустимий струм, А		Діаметр внутрішній/зовнішній, мм	Допустимий струм, А	Діаметр внутрішній/зовнішній, мм	Допустимий струм, А	Діаметр труби		Допустимий струм, А
	Мідь	Алюміній					Внутрішній, дюйм	Зовнішній, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	155	120	12/15	340	13/16	295	1/4	13,5	75
7	195	150	14/18	460	17/20	345	3/8	17,0	90
8	235	180	16/20	505	18/22	425	1/2	21,35	118
10	320	245	18/22	555	27/30	500	3/4	26,75	145
12	415	320	20/24	600	26/30	575	1	33,5	180
14	505	390	22/26	650	25/30	640	1 1/4	42,45	220
15	565	435	25/30	830	36/40	765	1 1/2	48,0	255
16	610	475	29/34	925	35/40	850	2	60,0	320
18	720	560	35/40	1100	40/45	935	2 1/2	75,5	390
19	780	605	40/45	1200	45/50	1040	3	98,5	455
20	835	650	45/50	1330	50/55	1145	4	124,0	670
21	900	695	49/55	1580	54/60	1340	5	157,0	800
22	955	740	53/60	1860	64/70	1515	6	164	900
25	1140	885	62/70	2295	68/74	1770	-	-	-
27	1270	980	72/80	2610	72/80	1925	-	-	-
28	1325	1025	75/86	2770	75/85	2035	-	-	-

Продовження табл. 4.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	1450	1120	90/95	2860	90/95	2400	-	-	-
35	1770	1370	93/100	3060	90/100	2840	-	-	-
40	2080	1610	-	-	-	-	-	-	-
42	2200	1700	-	-	-	-	-	-	-
45	2380	1850	-	-	-	-	-	-	-

При перевірці шин на тривалий допустимий струм потрібно визначити максимальний робочий струм, який протікає через вибрану шину, і порівняти його з допустимим струмом для відповідної шини (табл. 4.11, 4.12). Цей струм визначається за максимальною потужністю навантаження, яке приєднане до шин. Для трифазної мережі

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (4.16)$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість при струмах КЗ зводиться до перевірки їх на механічну міцність на вигин. При цьому повинна виконуватися така умова:

$$\xi_{\text{розр}} \leq [\xi], \quad (4.17)$$

тобто розрахункова механічна напруга в матеріалі шини повинна бути менше гранично допустимої напруги. Гранично допустимі механічні напруги в матеріалі шин наведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11

Допустима механічна напруга у матеріалах шин

Матеріал шин	Марка	Допустима напруга, кН/см ²	Руйнівальна напруга, кН/см ²
Мідь	МГМ	171,5-178,4	245,0-254,8
	МГТ	171,5-205,8	245,0-294,0
Алюміній	АО, А1	82,3	117,6
	АДО	41,2-48,0	58,8-68,6
Алюмінієві сплави	АД31Т	91,0	130,0
	АД31Т1	137,2	196,0
Сталь	СТ3	190,7-322,4	272,4-460,5

Для визначення $\xi_{розр}$ потрібно знайти максимальне значення зусилля F , яке діє на шину при протіканні струму КЗ. При трифазному КЗ це зусилля у ньютонках визначається з виразу

$$F^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_y^{(3)2} \frac{l \kappa_\phi}{a}, \quad (4.18)$$

а при двофазному – з виразу

$$F^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} i_y^{(2)2} \frac{l \kappa_\phi}{a}, \quad (4.19)$$

де $i_y^{(3)}, i_y^{(2)}$ – ударний струм трифазного або двофазного КЗ відповідно, А;

l – довжина прогону між ізоляторами, м;

a – відстань між шинами, м;

κ_ϕ – коефіцієнт форми шин, який залежить від форми і геометричних розмірів шин і відстані між шинами: κ_ϕ визначається зі спеціальних графіків, які побудовані для різних форм шин. Для площинних шин, коли їхній периметр менше відстані між шинами, приймають $\kappa_\phi \approx 1$.

Максимальний вигинальний момент M , Н/см, який діє на шину при двох і більше прогонах, визначається з виразу

$$M = F l / 10. \quad (4.20)$$

Розрахункове значення механічної напруги матеріалу на вигинання при взаємодії двох шин сусідніх фаз $\xi_{розр}$ визначається з виразу

$$\xi_{розр} = M/W, \quad (4.21)$$

де W – момент опору поперечного перерізу шини відносно осі, яка спрямована перпендикулярно до напрямку дії сили, см³.

Момент опору поперечного перерізу шин залежить від конструкції шин і визначається з нижче наведених виразів:

$W = bh^2/6$ – для шин з прямокутним поперечним перерізом, які мають ширину h і товщину b та установлені на площину;

$W = b^2h/6$ – для шин прямокутної форми, установлених на ребро;

$W = 0,8r^3$ – для шин круглої форми радіуса r з суцільним поперечним перерізом;

$W = \frac{\pi(R^4 - r^4)}{4R}$ – для шин трубчатої форми зі зовнішнім радіусом R і внутрішнім r ;

$W = 1,44b^2h$ – для двоштабових шин пакета з прямокутним поперечним перерізом, які установлені на ребро;

$W = 3,3b^2h$ – для триштабових шин пакета, які мають прямокутний поперечний переріз та установлені на ребро.

Коли шини розташовані в пакеті, тоді розрахункова напруга $\xi_{розр}$ у матеріалі шини складається з двох напруг на вигин. Перша напруга ξ_n обумовлена силою міжфазної взаємодії, а друга напруга – силою взаємодії між шинами одного пакета. Сила взаємодії між фазами при трифазному $F^{(3)}$ та при двофазному $F^{(2)}$ КЗ визначається з вищенаведених виразів. Електродинамічна сила, яка діє на смуги всередині пакета шин, визначається з виразу

$$F_n^{(3)} = 10^{-7} \delta_{uu} i_y^{(3)2} l_n / b, \quad (4.22)$$

де l_n – відстань між прокладками пакета;

δ_{uu} – поправковий коефіцієнт, який залежить від кількості шин у пакеті та геометричних розмірів шини, тобто ураховує ефект близькості шин, визначається зі спеціальних графіків ($\delta_{uu}=0,1-0,35$).

Для двоштабового пакета шин електродинамічна сила всередині пакета при установленні шин прямокутної форми на ребро визначається з виразу

$$F_{n2}^{(3)} = 0,26 \cdot 10^{-7} i_y^{(3)2} l_n / b. \quad (4.23)$$

Для зниження розрахункових напруг на вигин потрібно кваліфіковано зменшувати дію ударного струму КЗ шляхом зміни взаємного розташування шин, збільшення відстані між фазними шинами, зменшення прогонів між ізоляторами, збільшення поперечного перерізу шин або моменту опору поперечного перерізу шин. Ця обставина пов'язана з тим, що механічна напруга в металі шин від вигинальних моментів пропорційна квадрату відстані між ізоляторами або між прокладками в пакеті шин.

При перевірці вибраних шин на термічну стійкість спочатку визначається термічний коефіцієнт з виразу

$$c = \sqrt{B_k / \partial_{ш}}, \quad (4.24)$$

де B_k – значення теплового імпульсу для ввідного вимикача, який з'єднує вибрані шини з живильною їх мережею,

$$B_k = I_{no}^2 [t_{вим} + T_a (1 - e^{-2t_{вим}/T_a})].$$

Після визначення термічного коефіцієнта з таблиці залежності температури шин від значення теплової функції A (табл. 4.12) визначають початкове значення теплової функції A_n , яке відповідає початковій температурі шин ϑ_n , за яку приймають тривало допустиму температуру (для мідних і алюмінієвих шин $\vartheta_n = 343$ К).

Таблиця 4.12

Залежність температури шин від значення теплової функції

Теплова функція A	Температура нагріву шин, К		
	Мідних	Алюмінієвих	Сталевих
$0,5 \cdot 10^4$	298	336	523
$1,0 \cdot 10^4$	323	423	873
$1,5 \cdot 10^4$	363	498	-
$2,0 \cdot 10^4$	393	598	-
$2,5 \cdot 10^4$	423	-	-
$3,0 \cdot 10^4$	463	-	-
$3,5 \cdot 10^4$	505	-	-
$4,0 \cdot 10^4$	548	-	-
$4,5 \cdot 10^4$	573	-	-
$5,0 \cdot 10^4$	663	-	-

Потім з використанням знайдених значень термічного коефіцієнта та початкової теплової функції визначають кінцеве значення теплової функції A_k з виразу

$$A_k = c^2 + A_n. \quad (4.25)$$

За кінцевим значенням теплової функції знаходять з цієї ж таблиці відповідну кінцеву температуру нагріву шини при КЗ до її вимикання і порівнюють це значення з гранично допустимим значенням для вибраного матеріалу шини \mathcal{G}_2 (для міді $\mathcal{G}_2=573$ К, а для алюмінію $\mathcal{G}_2=473$ К). Коли $\mathcal{G}_k \leq \mathcal{G}_2$, тоді вибрана шина з умов термічної стійкості відповідає умовам роботи СЕП. Якщо $\mathcal{G}_k > \mathcal{G}_2$, то поперечний переріз шини потрібно вибрати з виразу

$$\partial_{uu} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (4.26)$$

де $c = 165 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для мідних шин і $c = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюмінієвих.

Тепло віддається в довкілля з площини шин, які виконані в пакеті, тому при перевірці пакета шин на термічну стійкість потрібно в розрахунок вносити деякі зміни. Так, наприклад, для пакета шин з прямокутним поперечним перерізом у випадку укладення пакета на ребро термічний коефіцієнт дорівнює

$$c_{np} = \frac{c}{1 - \varphi}, \quad (4.27)$$

де $\varphi = \sqrt{\left(\frac{a_n}{h}\right)^2 + 1} - \frac{a_n}{h}$ – поправковий коефіцієнт, де a_n – відстань між шинами в пакеті; h – ширина шини.

При розміщенні пакета шин площиною, допустимий струм повинен бути зменшеним на 5 % для шин з шириною штабів до 60 мм і на 8 % – з шириною штабів більше 60 мм.

На практиці може бути використана й інша подібна до вищенаведеної методика перевірки шин на термічну стійкість за так званим методом фіктивного (еквівалентного) часу. Її сутність полягає в такому. Значення теплового імпульсу B_k визначають через значення сталого струму КЗ I_∞ та через фіктивний час його протікання t_ϕ :

$$B_k = \int_0^{t_k} i_k^2 dt = I_\infty^2 t_\phi. \quad (4.28)$$

Реальний час дії струму в колі КЗ СЕП t_k дорівнює сумі часів дії схеми захисту, спрацювання вимикача та гасіння електричної дуги в ньому. Ці дані не завжди відомі. Але відомо, що повний струм КЗ включає в себе дві складові: періодичну та аперіодичну. Тому тепловий імпульс може бути визначено так:

$$B_k = \int_0^{t_k} I_n^2 dt + \int_0^{t_r} i_a^2 dt = B_{kn} + B_{ka} = I_\infty^2 t_{\phi n} = I_\infty^2 t_{\phi n} + I_\infty^2 t_{\phi a}, \quad (4.29)$$

де B_{kn} , B_{ka} – теплові імпульси від періодичної та аперіодичної складових струму КЗ;

$t_{\phi n}$, $t_{\phi a}$ – фіктивний час протікання періодичної та аперіодичної складових струму КЗ.

Під фіктивним часом дії струму КЗ розуміють час протікання сталого струму КЗ I_∞ , за який виділяється така сама кількість тепла, як і при протіканні реальних струмів періодичної та аперіодичної складових струму КЗ, які змінюються за часом.

З метою спрощення розрахунків з визначення B_k на практиці введена безрозмірна величина $\beta'' = I_{no} / I_\infty = I_{ao} / I_\infty$ та в довідковій літературі наводяться графіки $t_{\phi n} = f(\beta'', t_k)$, які дозволяють легко знайти $t_{\phi n}$.

Аперіодична складова фіктивного часу $t_{\phi a}$ знаходиться розрахунковим шляхом з виразу

$$t_{\phi a} = \beta''^2 T_a (1 - e^{-2t_k / T_a}). \quad (4.30)$$

Для кіл з напругою вище 1000 В часто при розрахунках $t_{\phi a}$ користуємося приблизним виразом, який отримано з наведеного вище виразу при $T_a = x/\omega r = 0,05$ с і $t_k \geq 0,1$ с. При цих даних $t_{\phi a} \approx 0,05 \beta''^2$.

Крім того, аперіодична складова в колах з напругою вище 1000 В загасає упродовж 0,1-0,2 с. При визначенні температури нагріву проводів та шин струмом КЗ її потрібно враховувати тільки при $t_k \geq 1$ с.

При двофазному КЗ коефіцієнт β'' визначається як

$$\beta''^{(2)} = \frac{I_{no}^{(2)}}{I_\infty^{(2)}} = \frac{\sqrt{3} I_{no}^{(3)}}{2 I_\infty^{(2)}}, \quad (4.31)$$

де $I_{no}^{(2)}$, $I_{no}^{(3)}$ – діючі початкові значення періодичної складової струму КЗ при дво- та трифазному КЗ;

$I_{\infty}^{(2)}$ – діюче стале значення струму двофазного КЗ.

4.9. Вибір ізоляторів

У процесі виготовлення ізолятори піддають декільком випробуванням (електричним, механічним, тепловим і на імпульсну міцність), які дають змогу зробити висновок про те, як вони будуть працювати в майбутньому в різних нормальних та аварійних умовах. Для нових типів ізоляторів встановлені такі типові електричні випробування: на імпульсну напругу стандартною формою імпульсу з загальною тривалістю 40 мкс і тривалістю його фронту 1,5 мкс; сухорозрядну напругу; мокророзрядну напругу; пробивну напругу. Крім того, нову електроустановку перед її вмиканням у роботу, а потім і під час експлуатації періодично піддають у суху погоду дії випробувальної напруги, яка не викликає розряду на поверхні ізолятора або його пробою.

З метою своєчасного виявлення у процесі експлуатації дефектних ізоляторів їх піддають випробуванням підвищеними випробувальними постійною та змінною напругами і одночасно при цьому визначають (вимірюють), крім діелектричних втрат, $tg\delta$ і крізний струм провідності ізолятора. Ці дані порівнюють з раніше вимірними даними і роблять висновок про придатність або непридатність ізолятора до подальшої експлуатації. У процесі проектування ізолятори вибирають згідно з номінальною напругою, номінальним струмом (тільки для прохідних ізоляторів) і родом електроустановки і перевіряють на механічну міцність при струмах КЗ, а також на термічну стійкість (тільки для лінійних вводів і прохідних ізоляторів). При цьому повинні виконуватися такі умови:

$$U_{н.ізол} \geq U_{роб}; I_{н.ізол} \geq I_{роб.мах}; G \leq [G]; I_{дон.мс} \geq I_{\infty}. \quad (4.32)$$

де G – механічна напруга в матеріалі ізолятора, яка в опорних ізоляторах виникає від вигинального моменту при струмах КЗ; а у підвісних ізоляторах – від ваги проводів та ожеледі;

$[G]$ – максимальна допустима напруга матеріалу ізолятора;

$I_{дон.тс}$ – допустимий струм термічної стійкості.

Розрахункове навантаження на опорні ізолятори при трифазному і двофазному КЗ наведено в підрозд. 3.8. При цьому максимальне розрахункове навантаження не повинно бути більше 60 % від зусилля, при якому відбувається руйнування ізолятора, тобто $F_{розр.мах} \leq 0,6F_{руйн}$. Основні характеристики деяких ізоляторів наведені в табл. 4.13.

Таблиця 4.13

Характеристики ізоляторів

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Витримуюча напруга, кВ		Номинальний струм, А	Руйнівне зусилля при статичному вигині, кН	Орієнтовна ціна, грн
		У суху погоду	Під дощем			
1	2	3	4	5	6	7
1. Опорні внутрішнього установлення						
ОФ-1-250УТЗ	1	11	-	-	2,45	23
ОФ-6-375УЗ	6	36	-	-	3,675	6
ОФ-6-750крУЗ	6	36	-	-	7,35	19,5
ОФ-10-375УЗ	10	47	-	-	3,675	7,5
ОФ-10-750УЗ	10	47	-	-	7,35	22
ОФ-10-1250кВУЗ	10	47	-	-	12,25	30,5
ОФ-10-2000 УЗ	10	47	-	-	19,6	31
ОФ-10-3000 УТЗ	10	47	-	-	29,4	130
ОФ-10-4250 кВУЗ	10	47	-	-	41,65	-
ОФР-10-6000УЗ	10	47	-	-	58,8	305
ОФ-35-375 крУЗ	35	110	-	-	3,675	71
ОФ-35-750 кВУЗ	35	110	-	-	7,35	50
ОФ-35-1250 кВУЗ	35	110	-	-	12,25	-
ОФ-35-2000 кВУЗ	35	110	-	-	19,6	-
2. Опорно-штирєві зовнішнього установлення						
ОНШ-6-350	6	-	-	-	3,43	23
ОНШ-10-500	10	-	-	-	4,9	27
ОНШ-10-2000 У1	10	-	-	-	19,6	56,5
ОНШ-35-1000	35	-	-	-	9,3	-

Продовження табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7
3. Опорно-стрижневі зовнішнього установа						
ОНС-10-300	10	-	-	-	2,94	15,5
ОНС-10-500	10	-	-	-	4,9	-
ОНС-10-2000	10	-	-	-	19,6	93
КО-10	10	-	-	-	19,6	-
ОНС-35-300	35	-	-	-	2,94	-
ОНС-35-500	35	-	-	-	4,9	70
ОНС-35-1000	35	-	-	-	9,8	-
ОНС-35-1500	35	-	-	-	14,7	320
ОНС-35-2000	35	-	-	-	19,6	-
КО-35С	35	-	-	-	9,8	129
ИОС-35-500	35	-	-	-	4,9	90
ИОС-35-600ПсУ1	35	-	-	-	5,88	-
ИОС-35-1000ПсУ1	35	-	-	-	9,8	-
ОНС-110-300	110	-	-	-	3,43	257
КО-110-1000У1	110	-	-	-	9,8	381
КО-110-1250У1	110	-	-	-	12,25	900
КО-110-1500У1	110	-	-	-	14,7	1200
КО-110-2000У1	110	-	-	-	19,6	1200
4. Прохідні внутрішнього установа						
П-6/250-375	6	-	-	250	3,675	20
П-6/400-375	6	-	-	400	3,675	20
П-10/400-750	10	-	-	400	7,35	27
П-10/630-750	10	-	-	630	7,35	28
П-10/1000-750	10	-	-	1000	7,35	54,5
П-10/1600-750	10	-	-	1600	7,35	75
П-10/1000-2000	10	-	-	1000	19,6	-
П-10/2000-2000	10	-	-	2000	19,6	-
П-10/1000-3000	10	-	-	1000	29,4	166
П-10/1600-3000	10	-	-	1600	29,4	166
П-10/2000-300	10	-	-	2000	29,4	166
П-10/3200-3000	10	-	-	3200	29,4	166
П-10/5000-4250	10	-	-	5000	41,65	680
П-10/1000-4250	10	-	-	10000	41,65	680
П-35/400-750	35	-	-	400	7,35	165
П-35/630-750	35	-	-	630	7,35	200
П-35/1000-750	35	-	-	1000	7,35	225
П-35/1600-750	35	-	-	1600	7,35	240

Продовження табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7
5. Прохідні зовнішньо-внутрішнього устанавлення						
ИП-10/400-750У1	10	47	34	400	7,35	37
ИП-10/630-750У1	10	47	34	630	7,35	37
ИП-10/1000-750У1	10	47	34	1000	7,35	37
ИП-10/М-1250У1 (де М = 630;1000;1600;2000;3150А)	10	47	34	630-3150	12,25	-
ПН-10/М-4250 (М=5000;6300;8000;10000А)	10	52	34	5000-10000	41,65	710
ИП-35/М-750У1 (М=400;630;1000;1600)	35	110	85	400-1600	7,35	220-265
ИПУ-35/М-750У1 (М=400;630;1000;1600;3150)	35	110	85	400-3150	7,35	-
ПНШ-35/3200-2000У1	35	110	85	3150	19,6	650
ПНШ-35/6300-2000У1	35	110	85	6300	19,6	900
ПНШ35/М-4250(М=5000; 6300; 8000; 10000)	35	110	85	5000-10000	41,65	-

4.10. Розташування електрообладнання на електричних станціях і підстанціях

Вибір території для побудови електричних станцій і підстанцій, розташування на них електроустановок і компонування електрообладнання повинно здійснюватися з урахуванням вимог діючих будівельних стандартів, Правил улаштування електроустановок та інших нормативних документів. Компонування електричної підстанції повинно бути пов'язане з генеральним планом об'єкта і забезпечити зручне підведення автомобільного, а за потреби і залізничного шляху, підходи та виходи повітряних і кабельних ліній електропередачі, а також вирішення інших питань при спорудженні та у процесі експлуатації підстанції.

Територія підстанцій обов'язково повинна мати зовнішнє огороження за наявності на електричних підстанціях відкритих розподільних пристроїв. Електричні будівлі і споруди за ступенем пожежної небезпеки відповідають виробничим спорудам категорії В і повинні виконуватись з вогнетривких

матеріалів. Основні та несучі конструкції будівлі повинні мати межу з вогнестійкості не нижче рівня, який встановлений будівельними нормами для будівель і споруд I та II ступеня з вогнестійкості. Електротехнічні споруди повинні розділятися між собою протипожежними перегородками. Повздовжні та поперечні протипожежні перегородки і перекриття повинні мати межу з вогнестійкості не менше 0,75 год.

Компонування електрообладнання, конструктивне виконання, вибір несучих конструкцій, на яких потрібно розташовувати електрообладнання, а також умови монтажу струмопровідних частин, шин, ізоляторів та інших електропристроїв та апаратів у проекті електричної частини підстанції повинні вирішуватися таким чином, щоб можна було як у процесі монтажу, так і в процесі її експлуатації виконати ряд умов і вимог: забезпечення безпечного обслуговування електрообладнання; зручний догляд за вимірювальними та контрольними приладами, вказниками стану вимикачів і роз'єднувачів, рівнем масла у трансформаторах та інших маслонаповнених апаратах; безпечний огляд, заміна та ремонт електропристроїв і конструкцій; потрібний ступінь локалізації пошкоджень; потрібну механічну міцність; мінімальні витрати силових і контрольних кабелів, монтажних проводів, чорних і кольорових металів; можливість зручно транспортувати електрообладнання та інші вантажі, які потребує підстанція.

Масляні трансформатори повинні встановлюватись так, щоб мінімальна відстань від них до стіни будівлі була не менше 0,8 м. Виконання дверей і вікон на висоті будівлі до рівня кришки трансформатора не допускається. Від рівня кришки трансформатора та вище на 8 м дозволяється застосування вікон з армованим склом, що не відкидаються. У закритих камерах трансформаторів, а також у закритих розподільних пристроях повинно передбачатися місце для встановлення стаціонарних підйомних пристроїв. Крім того, коридори (проходи), які передбачаються в будівлях з електрообладнанням, для нагляду та керування електроустановками, повинні поділятися вогнетривкими перегородками на відсіки довжиною не більше 60 м. Мінімальні розміри проходів у щитових приміщеннях наведені в табл. 4.14.

Мінімальні розміри проходів у щитових приміщеннях

Номер з/п	Вид проходу	Розміри, м
1	Проходи обслуговування з лицьової та задньої сторін щита у просвіті: ширина висота	0,8 (допускається зменшення до 0,6 м з задньої сторони) 1,9
2	Відстань від неогороджених неізолюваних струмопровідних частин, які найбільш виступають і розташовані з одного боку проходу на висоті не менше 2,2 м, до протилежної стіни або обладнання з оголеними огороженими струмопровідними частинами: - при напрузі нижче 660 В - при напрузі 660-1000 В	1,0 при довжині щита < 7 м 1,2 при довжині щита ≥ 7 м 1,5
3	Відстань між неогороженими неізолюваними з струмопровідними частинами, які розташовані на висоті 2,2 м та більше з обох боків проходу: - при напрузі нижче 660 В - при напрузі 660-1000 В	1,5 2,0

Відстань у просвіті між оголеними струмопровідними частинами різних фаз, заземленими конструкціями, огороженням та між неогороженими струмопровідними частинами різних кіл розподільних пристроїв має бути не менше значень, які наведені в табл. 4.15. Ширина коридору обслуговування на боці 6-10 кВ розподільних пристроїв повинна забезпечувати безпечне, зручне обслуговування та переміщення обладнання. При цьому відстань у просвіті між огороженнями повинна бути не менше 1 м при односторонньому та 1,2 м при

двосторонньому розташуванні обладнання. У коридорі, який передбачено для керування приводами вимикачів і роз'єднувачів, ці розміри мають бути не менше 1,5 і 2 м відповідно.

Таблиця 4.15

Відстань між оголеними струмопровідними частинами та елементами закритих розподільних пристроїв

Номер з/п	Вид проміжку	Мінімальна відстань, мм, при напрузі, кВ			
		6	10	35	110
1	Від струмопровідних частин до заземлених конструкцій і частин будови	90	120	290	700
2	Між провідниками різних фаз	100	130	320	800
3	Від струмопровідних частин до суцільних огорожень	120	150	320	730
4	Від струмопровідних частин до сітчатих огорожень	190	220	390	800
5	Між неогороженими струмопровідними частинами різних кіл	2000	2000	2200	2900
6	Від неогорожених струмопровідних частин до відмітки кола	2500	2500	2700	3400
7	Від неогорожених виводів із закритих розподільних пристроїв до землі	4500	4500	4750	550
8	Від контакту та ножа віддільника у ввімкнутому стані до ошиновки, яка приєднана до другого контакту	110	250	350	900

Кількість виходів з будівлі розподільного пристрою повинна визначатись таким чином, щоб відстань від будь-якої точки коридору для обслуговування до виходу була не більше 30 м. Кабельні приміщення та кожний їхній відсік повинні мати не менше двох виходів, а їхня висота повинна бути не менше 3 м. У кабельних спорудах, а також у підвальних приміщеннях повинні бути виконані дренажні пристрої.

Двері між приміщеннями розподільних пристроїв, як напругою до 1000 В, так і вище, повинні відчинятись у бік розподільного пристрою нижчої напруги. Крім того, двері повинні відчинятись назовні та мати замки, які самі зачиняються і відкриваються без допомоги ключа з внутрішнього боку приміщення розподільного пристрою.

Підлоги приміщень кожного поверху повинні виконуватись на одному рівні. Матеріал підлог повинен виключати можливість утворення цементного пилу. Наявність порогів у дверях і коридорах приміщень розподільного пристрою не допускається. Рівень підлоги у приміщеннях першого поверху повинен виконуватись вище нульової відмітки не менше 0,2 м. Перекриття кабельних каналів повинні бути виконані з залізобетонних конструкцій і укладатись на одному рівні з підлогою.

Під масляними трансформаторами, великооб'ємними масляними вимикачами та іншими маслonaповненими апаратами повинні виконуватись маслоприймачі витоку масла в аварійних випадках місткістю не менше, ніж об'єм масла в маслonaповненому апараті.

Розташування камер трансформаторів та інших електричних апаратів у приміщеннях розподільного пристрою повинно здійснюватись таким чином, щоб, як правило, не допускати перехрещення власних силових і контрольних кабелів з кабелями, які належать до інших кіл.

Висота приміщень, у яких передбачається розташування комплектних розподільних пристроїв, повинна бути більше висоти шаф розподільних пристроїв не менш ніж на 0,8 м. При цьому ширина приміщення повинна бути більше глибини (довжини) цих шаф на ширину проходів з лицевої та задньої сторін і на ширину коридорів для керування електроустановками СЕП. Габаритні розміри деяких типів комплектних розподільних пристроїв наведені в табл. 4.16.

Компонування електрообладнання відкритих розподільних пристроїв підстанцій має свої особливості, які залежать від багатьох факторів, насамперед від напруги, потужності та призначення підстанції, кліматичних умов, рельєфу та геології місцевості; напрямку ліній електропередачі, що підходять до підстанції, естакад і тунелів; розташування під'їзних доріг і

можливості під'їзду автокранів, телескопічних вишок та інших спеціальних машин і механізмів до силових трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, розрядників, трансформаторів струму та напруги та інших порталів, на яких розташоване електрообладнання. На електричних підстанціях, які живлять електроприймачі першої категорії, кабельні канали повинні бути відокремленими (власними) для кожної секції шин. Ошиновка у відкритих розподільних пристроях повинна підвішуватися на одиночних гірляндах ізоляторів. Мінімальні відстані від струмопровідних частин до різних елементів розподільного пристрою залежать від напруги підстанції і наведені відповідно до вимог ПУЕ та Правил експлуатації електроустановок (ПЕЕ) у табл. 4.17.

Таблиця 4.16

Габаритні розміри деяких типів розподільних пристроїв

Номер з/п	Тип розподільного пристрою	Ширина, мм	Глибина, мм	Висота, мм
1	КРУ2-10	900	1660	2350
2	КРУ2-10Е-2750	1350	166	2375
3	КР-10/500	1350	1600	2750
4	К-ХІІ	900	1700	2400
5	К-ХV	1350	1700	2800
6	К-ХХVІ(К-ХІІ/80)	900	1700	2400
7	К-ХХVІІ	1350	1700	2800
8	КР10-Д9	1500	2600	4100
9	КРУ2-107/Е	900	1660	2350
10	К-Х (К-ХХV)	900	1600	3100
11	К-ХХІ(К-ХХІІ)	900	1600	3100
12	К-ХХІV	1350	1600	3100
13	КСО-226	1000	1200	3085
14	КСО-366	1000	1000	3085
15	КСО-272	1200	1000	2900

Таблиця 4.17

Найменша відстань між струмопровідними частинами
та іншими елементами у відкритих РП

Номер з/п	Назва проміжку	Мінімальна відстань, мм, при напрузі кола, кВ					
		до 10	20	35	110	150	220
1	Від струмопровідних частин та елементів обладнання та ізоляції, які знаходяться під напругою, до конструкцій висотою не менше 2 м	200	300	400	900	1300	1800
2	Між проводами або шинами різних фаз	220	330	440	1000	1400	2000
3	Від струмопровідних частин або елементів обладнання та ізоляції, які знаходяться під напругою, до внутрішніх огорожень висотою 1,6 м або до максимального габаритного розміру обладнання, яке транспортується	950	1050	1150	1650	2050	2550
4	Між струмопровідними частинами різних кіл у різній площині при обслуговуванні нижнього кола і на вимиканні верхнього	950	1050	1150	1650	2050	3000
5	Від неогороджених струмопровідних частин до землі або до покрівлі будівлі при незначному провисанні проводу	2900	3000	3100	3600	4000	4500
6	Між струмопровідними частинами різних кіл у різних площинах і між струмопровідними частинами різних кіл у горизонтальній площині	2200	2300	2400	2900	3300	3800
7	Від контакту та ножа роз'єднувача або заземлювача у вимкненому стані до ошиновки	240	365	485	1100	1550	2200

Перелік питань для перевірки

1. Які операції провадяться вимикачами?
2. За якими показникам вибирають вимикачі?
3. Як здійснюється вибір силових вимикачів?
4. Яке призначення вимірювальних трансформаторів струму?
5. Для чого призначені запобіжники до 1000 В?
6. Поясніть умови вибору вимикачів.
7. За якими умовами проводиться вибір запобіжників напругою вище 1000 В?
8. Поясніть умови вибору трансформаторів напруги.
9. За яких умов здійснюється вибір реакторів?
10. За яких умов здійснюється вибір шин?
11. Умови вибору ізоляторів.
12. Яке призначення роз'єднувачів?
13. Яке призначення короткозамикачів і віддільників?
14. Яке призначення трансформаторів струму і трансформаторів напруги?
15. Які типи схем можна застосувати для РП 110-220 кВ на підстанціях?
16. Які шини застосовують в основному при напругах вище 35 кВ.

Бібліографічний список

1. ЦЕ-0009. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. Київ: Швидкий рух, 2005. 80 с.
2. Маковецький М. О., Семененко О. І. Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДАЗТ, 2004. Ч. 1. 74 с.
3. Маковецький М. О., Семененко О. І. Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДАЗТ, 2010. Ч. 2. 107 с.
4. Півняк Г. Г. та ін. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: навч. посіб. для вузів / за ред. Г. Г. Півняка; Нац. гірничої акад. України. Київ: ІЗМН, 1998. 136 с.
5. ГКД 341.004.001-94. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. Київ, 1994. 92 с.
6. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Москва: АСАСЕМІА, 2007. 448 с.
7. Аржанников Б. А. Тяговое электроснабжение постоянного тока скоростного и тяжеловесного движения поездов. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2012. 207 с.
8. Марикин А. Н., Мизинцев А. В. Новые технологии в сооружении и реконструкции тяговых подстанций: учебн. пособ. для вузов ж-д. транспорта. Москва: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2008. 220 с.
9. Тер-Оганов Э. В., Пышкин А. А. Электроснабжение железных дорог. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. 432 с.
10. Супрун О. Д., Семененко Ю. О. Методичні вказівки до виконання контрольних робіт з дисципліни "Електропостачання залізниць та метрополітенів". Харків: УкрДУЗТ, 2014. 48 с.
11. Супрун О. Д., Семененко Ю. О. Лабораторний практикум з дисципліни «Електропостачання залізниць та метрополітенів». Харків: Укр ДУЗТ, 2015. 78 с.
12. Камишинський О. М., Овчинников В. Є. Електричні станції та підстанції залізниць. Київ: 2008. 270 с.

13. Супрун О. Д., Семененко Ю. О. Практикум до проведення практичних занять з дисципліни «Тягові та трансформаторні підстанції». Харків: УкрДУЗТ, 2015. 70 с.

14. Марквардт К. Г. Электроснабжение электрофицированных железных дорог. Москва: Транспорт, 1985. 463 с.

15. Долдин В. М. Электроснабжение нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. Устройство, обслуживание, ремонт: учебн. пособ. / под. ред. В. М. Долдина. Москва: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2010. 304 с.

16. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання, станом на 21.08.2017). Вид. офіц. Міненерговугілля України. Харків: Форт, 2017. 760 с.

Завдання на проектування системи електропостачання

Кінцевою метою будь-якого технічного проекту є розроблення технічної документації, за якою можна виконувати монтаж, налагодження та експлуатацію конкретної технічної системи або її окремого елемента, яка б відповідала вимогам законів та інших нормативних актів, безпеці обслуговуючого персоналу, мешканців прилеглих районів і захисту навколишнього середовища. Кінцевою метою навчального процесу проектування є утворення розумового уявлення про конкретну СЕП. Ця мета досягається:

- реалізацією вимог приймачів електричної енергії щодо параметрів і якості електричної енергії, надійності та безперервності електропостачання з використанням багатьох технічних та організаційних рішень;
- забезпеченням потрібної безпеки експлуатаційного персоналу;
- розробленням оптимальних техніко-економічних рішень для нових і реконструйованих установок;
- урахуванням накопиченого досвіду експлуатації діючих СЕП;
- урахуванням господарського, економічного та інших значень СЕП.

У процесі проектування потрібно провести аналіз електроприймачів з визначенням потужності, напруги, категорювання, виробничо-технологічних взаємозв'язків, територіального розташування, вимог до виду виконання та ін. У результаті такого аналізу визначаються групи приймачів електроенергії і намічається попередній варіант структури СЕП. Потім проектувальник повинен вирішити завдання оптимального навантаження електричної мережі. Це завдання вирішується шляхом складання різних варіантів і порівнянням їхніх техніко-економічних показників.

Наступним етапом проектування є вибір і визначення технічних параметрів конкретного електрообладнання, що в подальшому повинно бути заявлено та включено до специфікації. На даному етапі проектування детально розроблюється

взаємозв'язок конструкторської частини, повітряних і кабельних трас, план розташування обладнання на відкритих і закритих розподільних пристроях та інших об'єктах СЕП, технологія монтажу, процес автоматизації, керування та захисту від перенавантаження, струмів КЗ, комутаційних та атмосферних перенапруг, негативних проявів у процесі експлуатації та ін. Цей етап проектування є найбільш відповідальним. За даними, які отримані на цьому етапі, здійснюються розрахунки з визначенням параметрів СЕП і здійснюється вибір пристроїв релейного захисту і автоматики.

Завершальним етапом проекту є техніко-економічні розрахунки, які дозволяють дати оцінку щодо правильності прийнятих рішень і матеріальних витрат. Навчальне проектування СЕП закінчується проектуванням її електротехнічної частини. Питання проектування будівельної і тепломеханічної частини розглядаються в інших навчально-методичних посібниках.

Основою для виконання проекту є завдання на проектування та вихідні дані завдання, складені замовником при безпосередній участі проектною організацією. У проектному завданні намічаються основні рішення, які найбільше з економічної точки зору повинні задовольняти технічні вимоги. Навчальне проектування електротехнічної частини СЕП повинно розглядати такі питання, які є складовими частинами всього обсягу завдання:

- розроблення структурної схеми СЕП;
- розроблення функціональної схеми СЕП;
- вирішення питання розташування джерела живлення та електричних підстанцій;
- вибір та обґрунтування схеми електричної мережі на всіх етапах її проектування в СЕП;
- розроблення принципової схеми СЕП в однолінійному виконанні;
- визначення розрахункових навантажень проектованої електричної підстанції;
- побудова (накреслення) добових і річних по тривалості графіків навантаження підстанції;
- визначення кількості та потужності силових трансформаторів підстанції;

- розроблення принципової електричної схеми підстанції в однолінійному виконанні;
- обґрунтування режиму нейтралі електричної мережі на різних рівнях напруг підстанцій;
- розрахунок електричної розподільної мережі та вибір типу і поперечного перерізу проводів і кабелів;
- розрахунок рівнів напруги в різних точках мережі;
- вибір заходів і засобів регулювання напруги на підстанціях та в розподільній мережі;
- вибір та обґрунтування засобів компенсування реактивної потужності;
- розроблення схеми захисту ЛЕП та підстанції від перенапруг і прямого влучення блискавки, а також вибір та обґрунтування потрібної для цього апаратури та обладнання;
- розрахунок струмів КЗ у СЕП;
- вибір електрообладнання розподільних пристроїв підстанції (збірних шин, ізоляторів, комутаційних апаратів і приводів до них, вимірювальних трансформаторів);
- вибір пристроїв релейного захисту та автоматики, задавання їхніх режимів роботи;
- визначення схем живлення електроприймачів у нормальних та аварійних режимах роботи СЕП;
- вибір джерела та електрообладнання для живлення споживачів власних потреб підстанції;
- розроблення технічних заходів з захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом і кроковою напругою;
- розрахунок заземлюючих і занулюючих пристроїв;
- розроблення компонувальних рішень з розташування основного та допоміжного обладнання електричної частини підстанції;
- розроблення організаційних і технічних заходів з обслуговування підстанції;
- розроблення організаційних і технічних заходів з пожежної безпеки підстанції;
- розроблення комплексу заходів з захисту навколишнього середовища;
- техніко-економічний розрахунок тягової підстанції та СЕП в цілому.

Оформлення матеріалів навчального проектування

Розрахунково-пояснювальна записка складається магістрантом у процесі розроблення окремих розділів проекту і остаточно оформляється після завершення всіх розрахунків.

До складу розрахунково-пояснювальної записки входять:

- титульний аркуш;
- завдання на проект, підписаний керівником;
- зміст із зазначенням сторінок, нумерацією та назвами розділів, підрозділів і пунктів;
- вступ;
- основний текст записки з необхідними схемами і таблицями;
- висновок;
- список використаної при виконанні проекту літератури;
- додатки.

У вступі вказується мета проекту, розглядаються основні завдання, вирішенням яких можна досягти її, а також методи, використовувані для вирішення цих завдань. Особливу увагу слід звернути на обґрунтування актуальності як цих завдань, так і всього проекту в цілому.

Текстову частину записки викладають коротко, технічно грамотно і в чіткій логічній послідовності, звертаючи особливу увагу на встановлення взаємозв'язку окремих розділів проекту.

При написанні кожної частини записки починають з формулювання завдання розділу (підрозділу, пункту). Вказують нормативні положення, вимоги, критерії, які використовуються при вирішенні того або іншого завдання проектування. Викладають всі міркування і припущення, покладені в основу вирішення кожного з поставлених завдань, перераховують всі можливі варіанти рішення завдання і обґрунтовують вимоги до вибору найкращого з них. За результатами розгляду варіантів у відповідності з обраними критеріями докладно зупиняються на перевагах і недоліках кожного з них відносно інших, конкуруючих варіантів,

У записці подають всі необхідні розрахунки, виконані з зазначенням методик і формул.

Нумерація підрозділу записки визначається двома цифрами: номером розділу і порядковим для даного розділу номером підрозділу; номер пункту визначається трьома цифрами, наприклад: розділ – 2; підрозділ – 2.4; пункт – 2.4.2.

При виконанні розрахунків спочатку наводять розрахункові формули з поясненням вхідних до них параметрів, потім проводять підстановку в них числових значень вихідних даних і результатів обчислень з зазначенням одиниць їхнього вимірювання. Результати аналогічних розрахунків, що відрізняються вихідними даними, оформляють у вигляді таблиць, що містять інформацію про ці розрахунки і остаточні значення вихідних параметрів. Основні формули, виділені в рядок, повинні мати подвійну нумерацію, як і підрозділи, наприклад (2.7).

Таблиці повинні мати подвійну нумерацію.

Текст записки слід супроводжувати потрібним графічним матеріалом у вигляді рисунків (схеми конфігурації і електричних з'єднань варіантів мережі, схеми заміщення і т. д.). Нумерацію рисунків виконують подвійною, як і формул, наприклад рис. 2.4, після нумера наводиться коротка назва рисунка. Всі інші пояснення до рисунка даються в тексті записки. На всі рисунки і таблиці в основному тексті повинні бути посилання.

Технічні і вартісні дані, типові формулювання і схемні рішення, нормативні положення і правила, методики розрахунку, формули, залежності і вирази, що наводяться в тексті записки, необхідно супроводжувати посиланнями на літературні джерела. Література, яка використовується студентом при роботі над проектом, оформляється у вигляді списку літератури, який подається в кінці записки. При посиланнях на список літератури у квадратних дужках зазначають порядковий номер, під яким у списку значиться відповідне джерело матеріалу, а після коми вказується сторінка в даному джерелі, наприклад [7, с. 348].

При посиланні на додаток вказують номер додатка, наприклад дод. 10.

На закінчення кожного розділу (підрозділу) підводять підсумки вирішення відповідних завдань проектування і коротко формулюють висновки та рекомендації. Прийняті технічні рішення повинні бути виділеними в тексті абзацами.

Загалом у висновку щодо проекту перераховуються всі прийняті технічні рішення (конфігурація мережі, типи трансформаторів, КП і т. д.) і дається їхній короткий опис.

У тексті записки слід дотримуватися єдиної термінології і застосовувати загальноприйняті в науково-технічній літературі терміни. Використовувані в тексті літерні позначення загальнотехнічних і електричних величин повинні відповідати стандартам. Після чисельного значення розмірних величин у всіх випадках вказують одиниці вимірювання.

Текст розрахунково-пояснювальної записки друкується через 1,5 інтервалу або пишеться акуратним чітким почерком, наближеним до графічного шрифту (всі літери пишуться роздільно) на аркушах стандартного розміру (210x297 мм). Дозволяється використовувати лише загальноприйняті в технічній літературі скорочення слів, наприклад: ЦП, ПЛ, ПС, ВРП, ЗРП, РПН, ВН, НН та ін.

Матеріали проекту повинні бути зброшуровані.

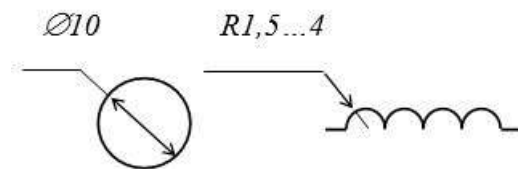
Обсяг графічної частини навчального проекту визначається керівником. При дипломному проектуванні для ілюстрації мережної частини проекту зазвичай достатньо трьох креслень (плакатів), які відображують основні рішення: вибір варіанта розвитку мережі, схема електричних з'єднань спроектованої мережі, розрахунки установлених режимів.

При курсовому проектуванні на графічній частині зображують взаємне географічне розташування ЦП та ПС з зазначенням основних відстаней між ними і значень зимових максимальних навантажень на боці НН підстанцій; розглянуті основні варіанти розвитку мережі у вигляді схем їхньої конфігурації з зазначенням місця розташування ЦП і ПС, їхніх навантажень, довжин ПЛ і типів проводів, якими вони виконані. Оптимальний варіант виділяється; схеми заміщення мережі оптимального варіанта для розгляду характерних режимів (найбільших і найменших навантажень, найбільш важкого післяаварійного) із зазначенням розрахункових навантажень ПС, параметрів ПЛ (комплексні опори), поточкорозподілів і напруг у вузлах на боці ВН і НН підстанцій; схему електричних з'єднань спроектованої мережі з зазначенням схем ЦП і ПС, кількості, типу і потужності трансформаторів, довжин і типів проводів ПЛ, шин і груп вимикачів на боці ВН і НН підстанцій; результуючу таблицю техніко-економічного порівняння варіантів розвитку мережі; умовні позначення, прийняті на схемах.

Деякі умовні графічні позначення у схемах

Котушки індуктивності, трансформатори, автотрансформатори, дроселі

1. Обмотка трансформатора, автотрансформатора, дроселя (кількість напівкіл і напрям виводів не встановлюється)



2. Осердя (магнітопровід):

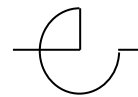
- феромагнітний (у тому числі феритовий);
- феромагнітний з повітряним зазором



3. Котушка індуктивності, дросель без осердя



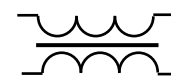
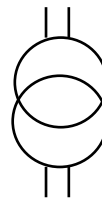
4. Реактор (для схем енергопостачання)



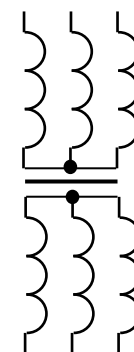
5. Дросель з феромагнітним осердям



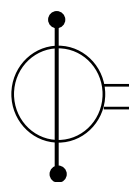
6. Трансформатор однофазний з феромагнітним осердям



7. Трансформатор трифазний з феромагнітним осердям, поєднання обмоток «зірка-зірка»



8. Трансформатор струму з однією вторинною обмоткою



Вихідні дані для проектування оптимальної мережі зовнішнього електропостачання електричної тяги

Мережі зовнішнього електропостачання систем електричної тяги призначені для передачі електроенергії від системоутворюючої мережі до тягових підстанцій. Живильні мережі в основному резервовані та в Україні виконані на напрузі $U_{ном} = 110$ кВ, хоча в деяких випадках їхні функції можуть виконувати мережі з $U_{ном} = 35$ кВ або $U_{ном} = 220$ кВ.

Вихідні дані для проектування мережі живлення зовнішнього електропостачання електричної тяги містять відомості про споживачів електроенергії та джерела живлення, про їхнє розміщення на плані місцевості, особливості кліматичних і географічних умов. Джерело живлення проектованої мережі – районна електрична станція енергосистеми напругою 330/110 кВ, яка може забезпечити електроенергією споживачів нової тягової підстанції з урахуванням перспективного зростання навантаження.

На ПС повинне здійснюватись зустрічне регулювання напруги. Номінальна напруга мережі низької напруги – 10 кВ.

Передбачається, що джерелами живлення проектованої мережі можуть бути електрична станція або підстанції системоутворюючої мережі, які можуть забезпечити електроенергією споживачів району з урахуванням перспективного зростання їхніх навантажень.

У завданні на проект повинні бути вказані такі дані:

- взаємне розташування центрів живлення (ЦП) і знижувальних підстанцій району (ПС);
- мінімальний коефіцієнт потужності, який може забезпечити енергосистема, $\cos \varphi_2$;
- найбільше зимове навантаження P_{ni} , МВт, на боці нижчої напруги і коефіцієнт потужності $\cos \varphi_2$ в пунктах споживання електроенергії;
- склад приймачів електроенергії в кожному з пунктів за категоріями необхідної надійності електропостачання, %;
- кліматичний район по товщині стінки ожеледі;

- номінальна напруга з нижчого боку приймальних підстанцій та ін.

Для розрахунку параметрів нормальних і найбільш важких післяаварійних режимів проекрованої мережі повинні бути визначені рівні напруги на шинах ЦП для цих режимів.

Деякі вихідні показники, що характеризують графіки навантажень, умовно приймаються однаковими. До них належать такі параметри: тривалість використання найбільшого навантаження $T_{НБ}$, год, відношення найменшого річного активного навантаження до найбільшого зимового $P_{НМ} / P_{НБ}$, %. Вказані вихідні дані в умовах курсового проектування можна розглядати як середні показники в цілому по промисловому району, яку він обслуговує проекрованою мережею.

Завдання на курсове проектування повинно бути індивідуальним для кожного магістранта. На розсуд керівника проекту визначаються напруга на шинах ЦП: при найбільших зимових навантаженнях; при найменших навантаженнях, при важких аваріях у мережі; величина найменшого літнього навантаження та найбільшого зимового; тривалість використання найбільшого навантаження; кліматичний район по товщині стінки ожеледі; мінімальний коефіцієнт потужності системи електропостачання $\cos \varphi_2$; питомий річний збиток при вимиканнях: аварійних; планових; коефіцієнт різночасності максимумів активних навантажень; коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень; коефіцієнт урахування нерівності рельєфу; коефіцієнт, що враховує зміни навантаження лінії по роках експлуатації; коефіцієнт співпадання найбільшого навантаження лінії з максимумом навантаження енергосистеми.

Основним змістом проекту розвитку мережі зовнішнього електропостачання систем електричної тяги є проектування оптимальної схеми електричної мережі, визначення параметрів характерних режимів її роботи, вибір засобів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.

Рекомендується таке співвідношення розділів основного матеріалу розрахунково-пояснювальної записки проекту:

- визначення потреб району в активних і реактивних потужностях і дослідження їхнього балансу; попереднє визначення потреби в компенсуювальних пристроях (КП) – 10 %;

- вибір оптимальної схеми електропостачання промислового району, її номінальної напруги, типів повітряних ліній електропередачі (ПЛ) і трансформаторів – 45 %;
- розрахунок нормальних і найважчих післяаварійних режимів мережі – 30 %;
- забезпечення регулювання напруги на ПС – 10 %;
- уточнений баланс реактивної потужності і обґрунтування вибору типів КП; визначення оптимальної кількості ввімкнених трансформаторів у режимі найменших навантажень і кількості електроенергії, що втрачається в мережі, – 5 %.

До проекту повинні входити графічні матеріали: схеми варіантів розвитку мережі, схема електричних з'єднань оптимального варіанта мережі, результати розрахунків установлених режимів та інше на розсуд керівника проекту.

У проекті може бути передбачена індивідуальна тема для поглибленого опрацювання. З цією метою рекомендується така тематика: оптимізація режимів мережі на ПК; розроблення додаткових способів і засобів регулювання напруги в мережі; розроблення рекомендацій щодо зниження втрат електроенергії; обґрунтування нетипових схем відкритих розподільних пристроїв (ВРП) і схем електричних з'єднань підстанцій у живильних мережах; вибір доцільних режимів роботи трансформаторів і КП з урахуванням можливих режимів роботи мережі; конструктивне виконання ПЛ та ПС; аналіз особливостей підключення і використання триобмоткових трансформаторів та ін.

Плани мереж систем зовнішнього електропостачання тягових підстанцій

Варіант 1

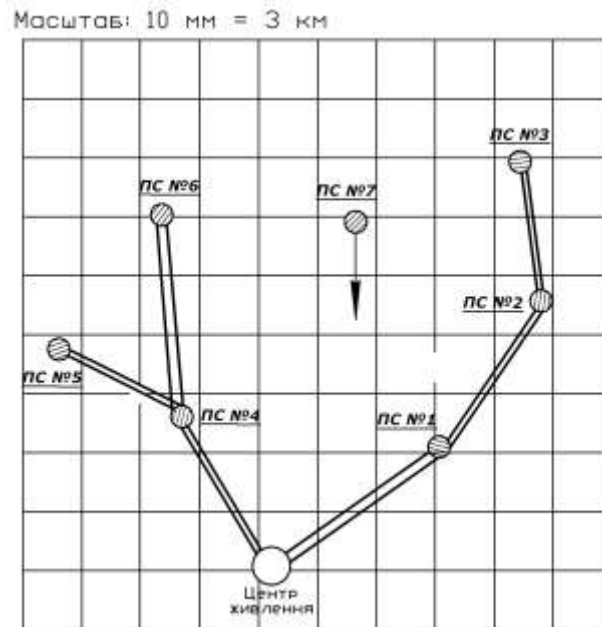


Рис. Д.5.1. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.1

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	18,00	0,85	33	20	47
2	19,00	0,82	20	30	50
3	14,00	0,81	25	35	40
4	17,00	0,87	15	25	60
5	16,00	0,84	25	30	45
6	15,00	0,90	40	20	40
7	26,00	0,81	42	21	37

Таблиця Д.5.2

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4	ПС4-ПС6	ПС4-ПС5
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	15,60	24,00	12,00	22,80	14,40	18,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-70	2АС-150	2АС-70	2АС-120

Варіант 2

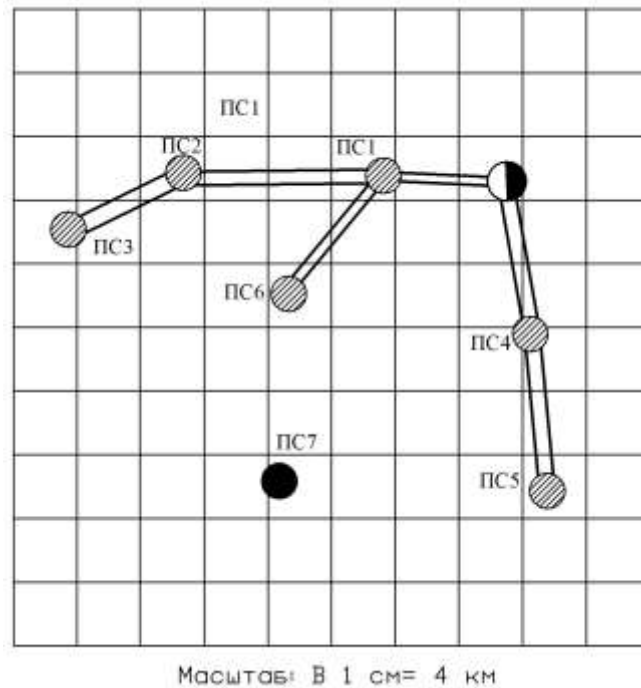


Рис. Д.5.2. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.3

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	18,00	0,82	49	30	21
2	16,00	0,86	20	50	30
3	21,00	0,82	20	35	45
4	22,00	0,88	20	15	65
5	19,00	0,85	20	35	45
6	20,00	0,82	10	40	50
7	18,00	0,81	30	40	30

Таблиця Д.5.4

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ПС1-ПС6	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	12,00	16,80	18,00	12,00	15,60	15,60
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-150	2АС-120	2АС-95	2АС-240	2АС-120

Варіант 3

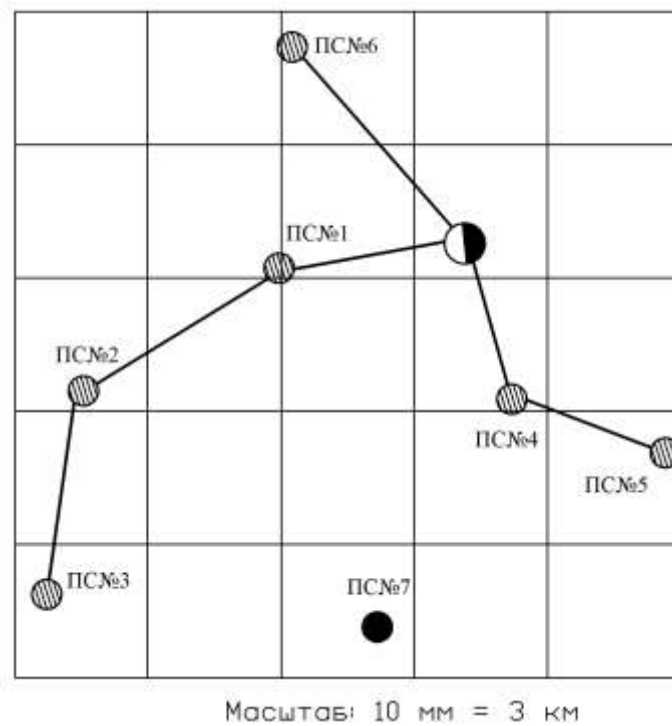


Рис. Д.5.3. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.5

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	25,00	0,81	30	10	60
2	22,00	0,83	10	45	45
3	34,00	0,84	30	25	45
4	18,00	0,83	35	20	45
5	20,00	0,83	30	30	40
6	15,00	0,82	25	25	50
7	25,00	0,83	20	26	54

Таблиця Д.5.6

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС6
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	22,80	20,40	15,60	19,20	13,20
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-95	2АС-70

Варіант 4

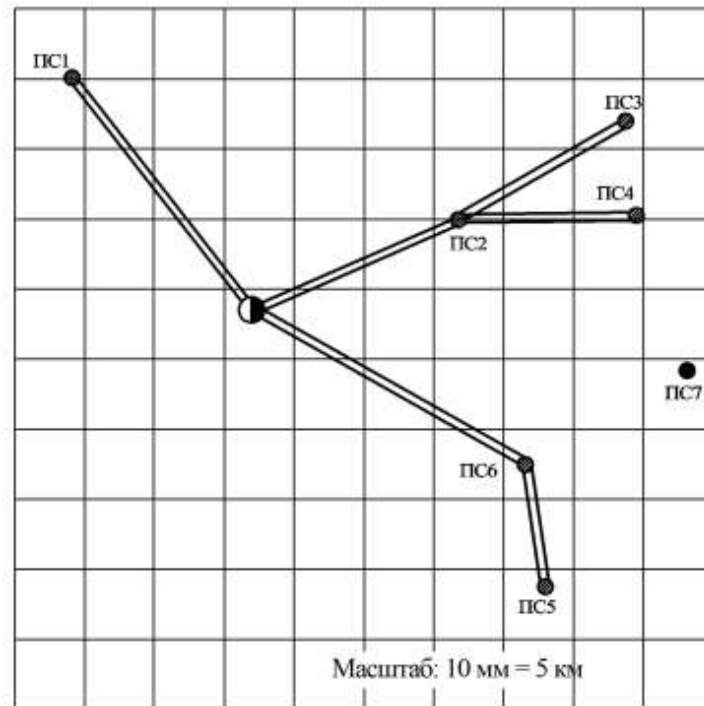


Рис. Д.5.4. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.7

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	42,00	0,81	40	20	40
2	25,00	0,82	30	35	35
3	33,00	0,89	35	20	45
4	18,00	0,88	30	30	40
5	26,00	0,82	45	35	20
6	38,00	0,89	35	35	30
7	19,00	0,80	30	40	30

Таблиця Д.5.8

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС6	ПС6-ПС5	ЦП-ПС2	ПС2-ПС4	ПС2-ПС3	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	32,40	12,00	22,80	19,20	21,60	26,40
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-120	2АС-240	2АС-120	2АС-120	2АС-185

Варіант 5

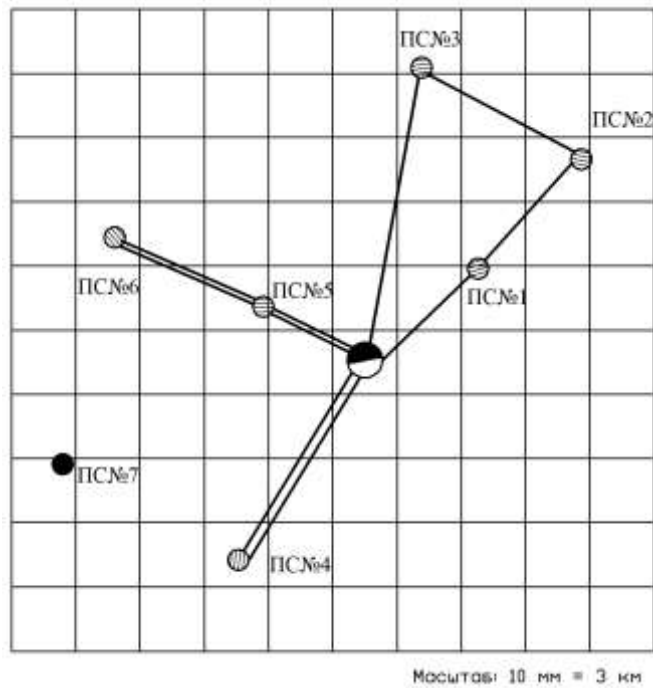


Рис. Д.5.5. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.9

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	27,00	0,92	30	30	40
2	21,00	0,90	50	20	30
3	11,00	0,89	50	25	25
4	15,00	0,91	10	40	50
5	18,00	0,94	60	30	10
6	22,00	0,92	75	15	10
7	19,00	0,82	20	30	50

Таблиця Д.5.10

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС6	ЦП-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	38,40	24,00	26,40	7,20	8,40	10,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	1	1	1
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-120	АС-240	АС-120	АС-120

Варіант 6

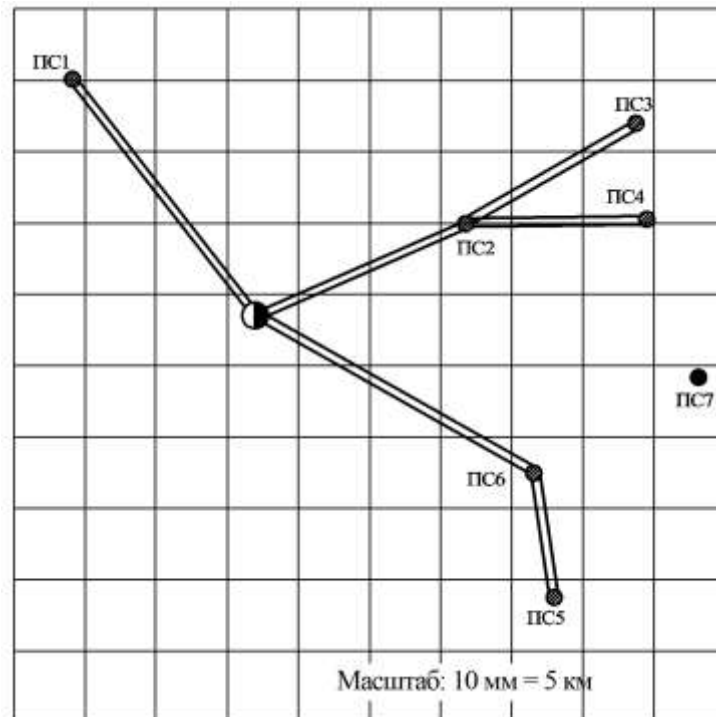


Рис. Д.5.6. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.11

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	42,00	0,81	40	20	40
2	25,00	0,82	30	35	35
3	33,00	0,89	35	20	45
4	18,00	0,88	30	30	40
5	26,00	0,82	45	35	20
6	38,00	0,89	35	35	30
7	19,00	0,80	30	40	30

Таблиця Д.5.12

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС6	ПС6-ПС5	ЦП-ПС2	ПС2-ПС4	ПС2-ПС3	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	32,40	12,00	22,80	19,20	21,60	26,40
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-120	2АС-240	2АС-120	2АС-120	2АС-185

Варіант 7

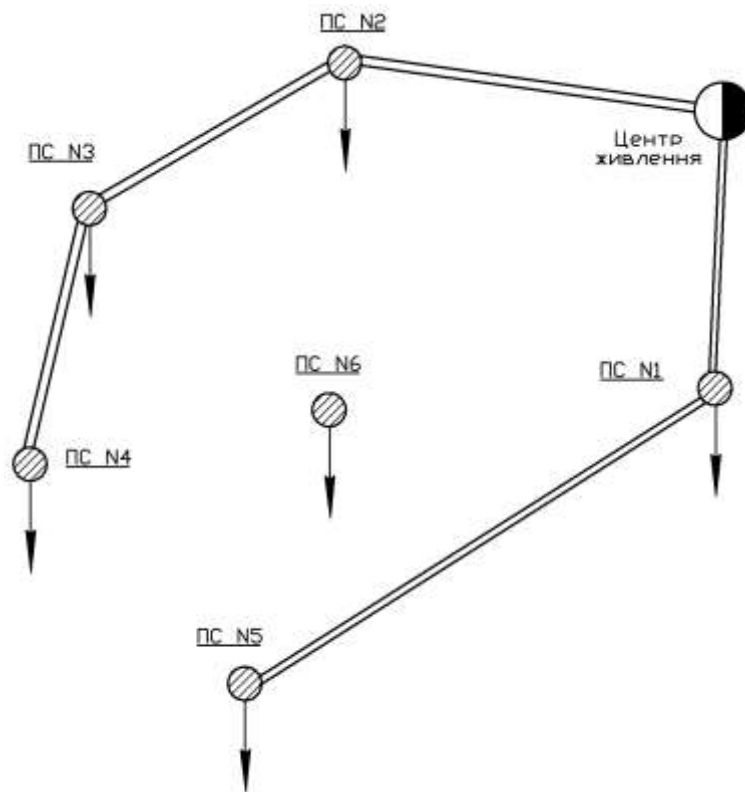


Рис. Д.5.7. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.13

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	22,00	0,9	10	30	60
2	15,00	0,92	15	20	65
3	20,00	0,91	10	30	60
4	12,00	0,9	15	20	65
5	15,00	0,92	10	30	60
6	18,00	0,91	15	20	65

Таблиця Д.5.14

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС5	ЦП-ПС2	ПС2-ПС3	ПС3-ПС4
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	23,00	11,20	16,00	12,20	10,60
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-70	2АС-150	2АС-70

Варіант 8

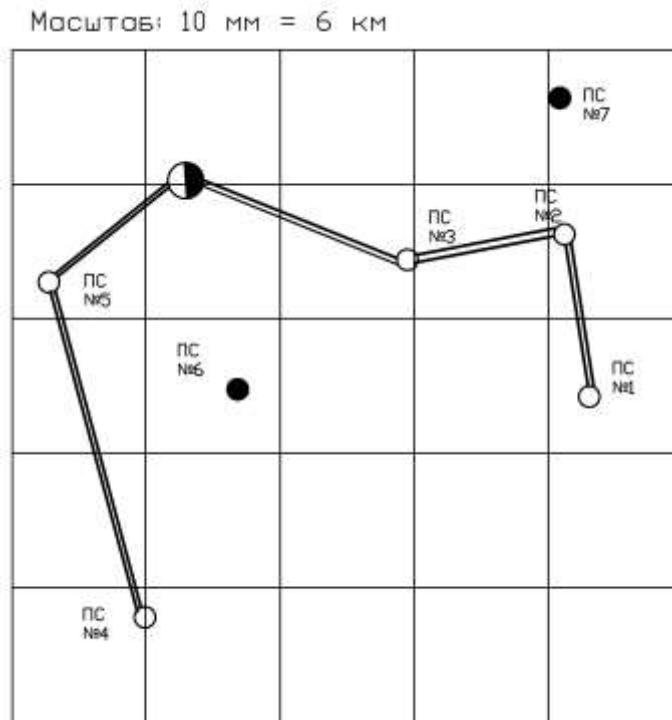


Рис. Д.5.8. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.15

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	21,00	0,85	20	35	45
2	25,00	0,85	40	25	35
3	18,00	0,87	50	30	20
4	24,00	0,84	35	20	45
5	18,00	0,85	45	45	10
6	18,00	0,87	40	40	20
7	31,00	0,81	25	30	45

Таблиця Д.5.16

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС3	ПС3-ПС2	ПС2-ПС1	ЦП-ПС5	ПС5-ПС4	ЦП-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	10,80	9,60	8,40	9,60	22,80	10,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-240	2АС-120	2АС-185	2АС-120	2АС-240

Варіант 9

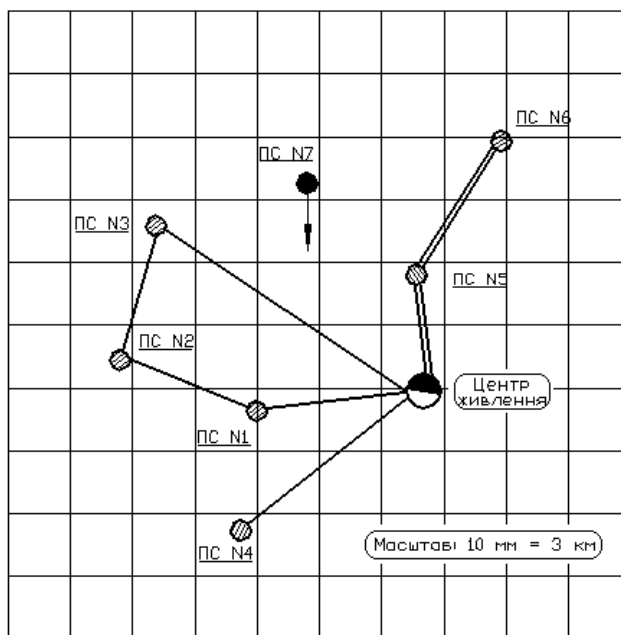


Рис. Д.5.9. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.17

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	25,00	0,94	60	30	10
2	21,00	0,90	50	20	30
3	16,00	0,89	30	25	45
4	15,00	0,92	0	60	40
5	15,00	0,94	0	30	70
6	22,00	0,92	75	15	10
7	27,00	0,88	30	21	49

Таблиця Д.5.18

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС6	ЦП-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	36,00	26,40	24,00	19,20	21,60	16,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	1	1	1	1
Позначення проводів	2АС-120	2АС-120	АС-120	АС-240	АС-120	АС-120

Варіант 10

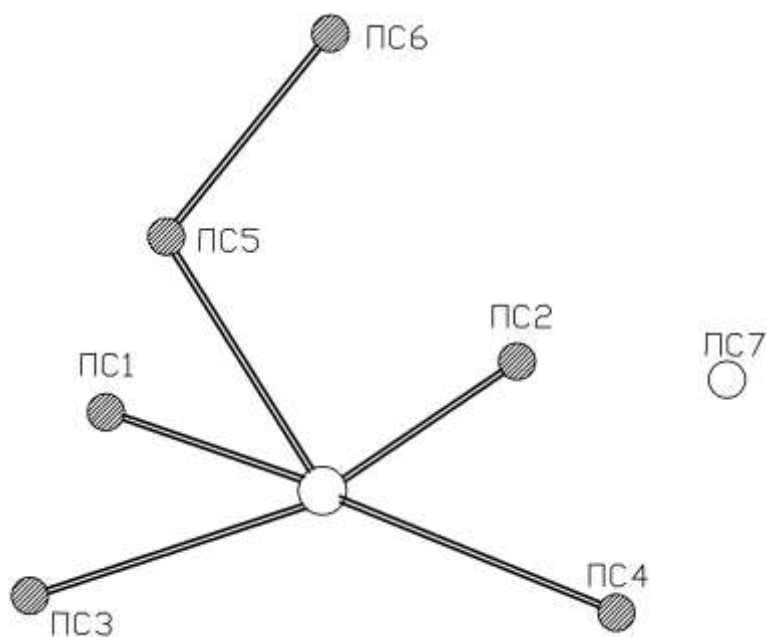


Рис. Д.5.10. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.19

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	23,00	0,84	20	25	55
2	34,00	0,83	29	30	41
3	18,00	0,81	40	25	35
4	23,00	0,82	18	30	52
5	25,00	0,85	20	50	30
6	26,00	0,86	20	40	40
7	30,00	0,85	20	30	50

Таблиця Д.5.20

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС6	ЦП-ПС2	ЦП-ПС4	ЦП-ПС3	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	16,80	14,40	25,20	20,40	13,20
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-120	2АС-120	2АС-120

Варіант 11

Масштаб: 10 мм = 3 км

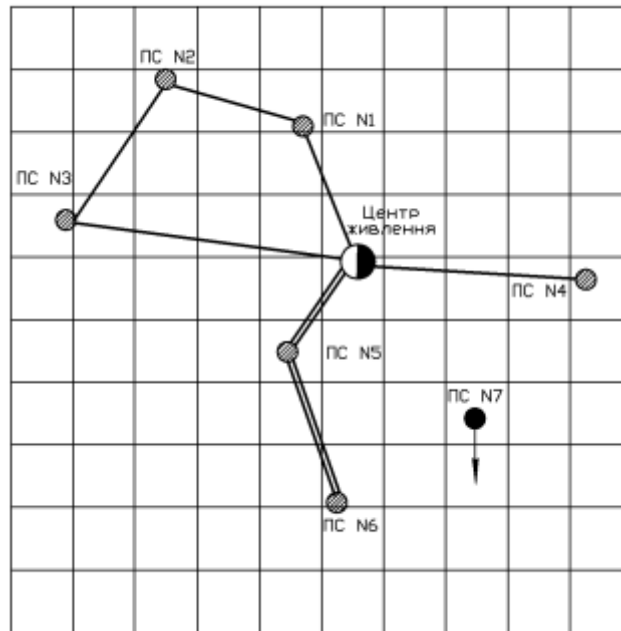


Рис. Д.5.11. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.21

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	27,00	0,91	70	30	0
2	21,00	0,90	50	20	30
3	11,00	0,89	50	25	25
4	22,00	0,95	0	60	40
5	18,00	0,94	60	30	10
6	18,00	0,93	60	23	17
7	31,00	0,89	40	21	39

Таблиця Д.5.22

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС6	ЦП-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	38,40	24,00	20,40	21,60	21,60	22,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	1	1	1	1
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	АС-185	АС-240	АС-120	АС-120

Варіант 12

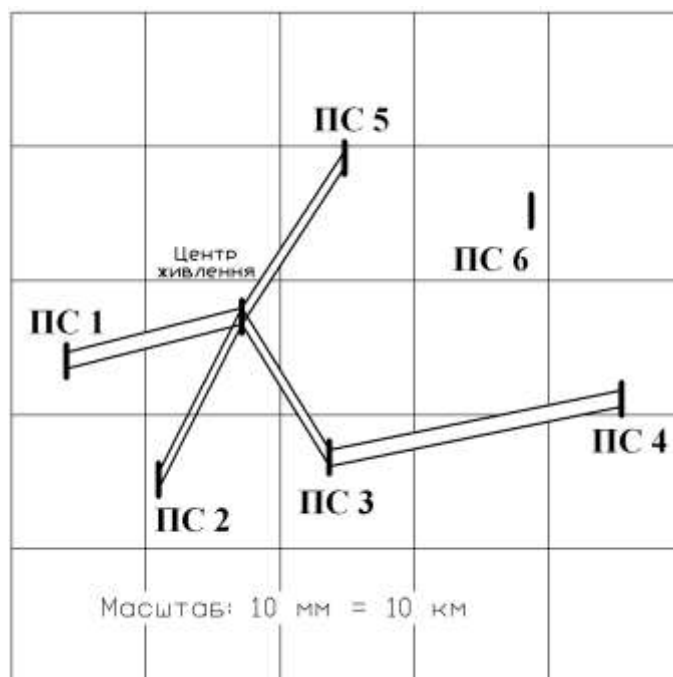


Рис. Д.5.12. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.23

Режимні параметри споживачів ПС

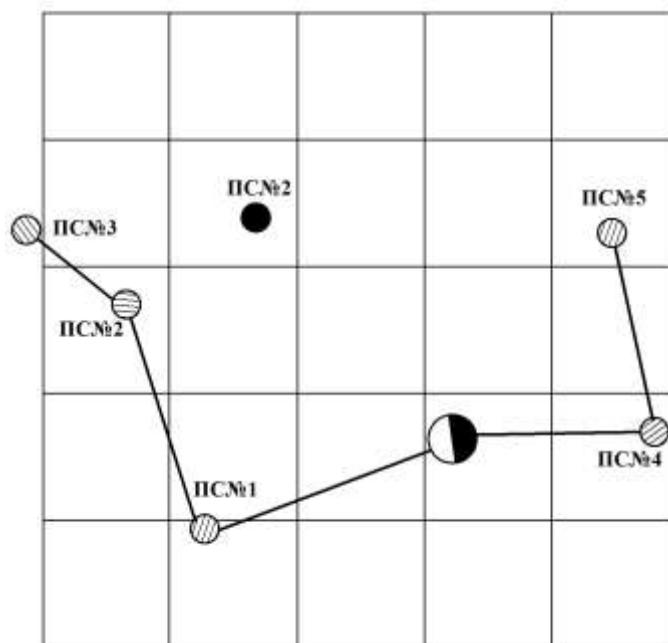
Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	31,00	0,85	39	30	31
2	18,00	0,83	30	30	40
3	26,00	0,82	30	30	40
4	21,00	0,88	40	45	15
5	41,00	0,89	45	35	20
6	23,00	0,84	20	40	40

Таблиця Д.5.24

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС3	ПС3-ПС4	ЦП-ПС5	ЦП-ПС2	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	13,20	26,40	16,80	15,60	14,40
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-185	2АС-120	2АС-150	2АС-120	2АС-120

Варіант 13



Масштаб: 1 клітинка – 6 км

Рис. Д.5.13. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.25

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	18,00	0,80	20	20	60
2	16,00	0,86	10	50	40
3	20,00	0,82	30	40	30
4	22,00	0,84	15	15	70
5	25,00	0,85	32	30	38
6	24,00	0,85	20	40	40

Таблиця Д.5.26

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	19,20	18,00	15,60	20,40	19,20	19,20
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-150

Варіант 14

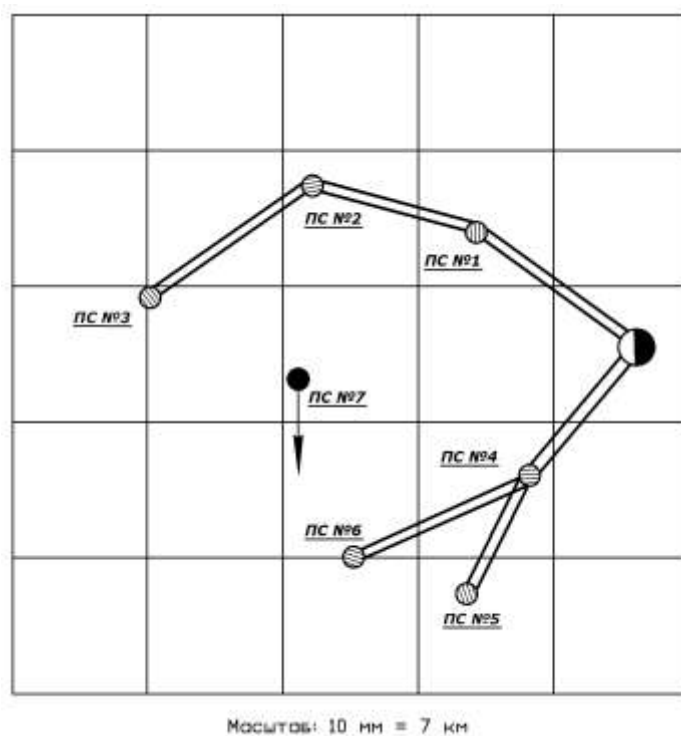


Рис. Д.5.14. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.27

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	13,00	0,83	25	30	45
2	19,00	0,84	30	30	40
3	14,00	0,87	30	35	35
4	17,00	0,87	15	25	60
5	16,00	0,84	25	30	45
6	11,00	0,81	25	20	55
7	25,00	0,86	34	21	45

Таблиця Д.5.28

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4	ПС4-ПС6	ПС4-ПС5
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	19,20	27,60	20,40	26,40	18,00	21,60
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-185	2АС-120	2АС-120

Варіант 15

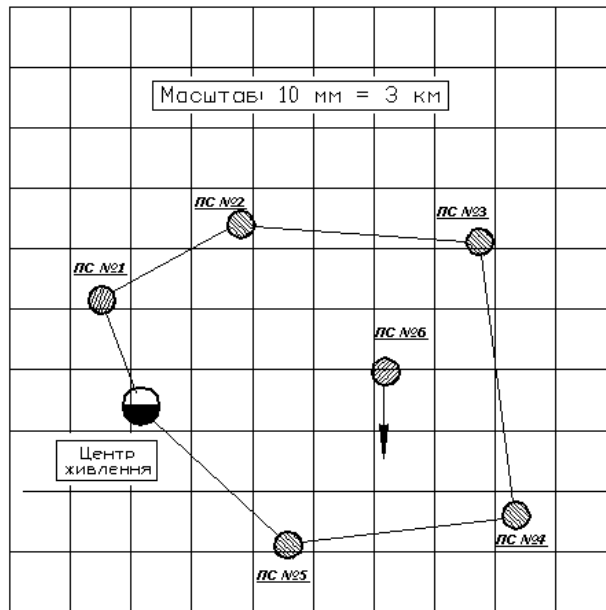


Рис. Д.5.15. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.29

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	16,00	0,85	28	20	52
2	22,00	0,84	31	57	12
3	18,00	0,81	45	30	25
4	25,70	0,91	33	27	40
5	9,00	0,83	32	30	38
6	16,00	0,91	34	26	40

Таблиця Д.5.30

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС4	ПС4-ПС3	ПС3-ПС2	ПС2-ПС1	ПС1-ЦП
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	21,60	25,20	22,80	20,40	28,80	34,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	1	1	1	1	1	1
Позначення проводів	АС-240	АС-185	АС-120	АС-120	АС-150	АС-240

Варіант 16

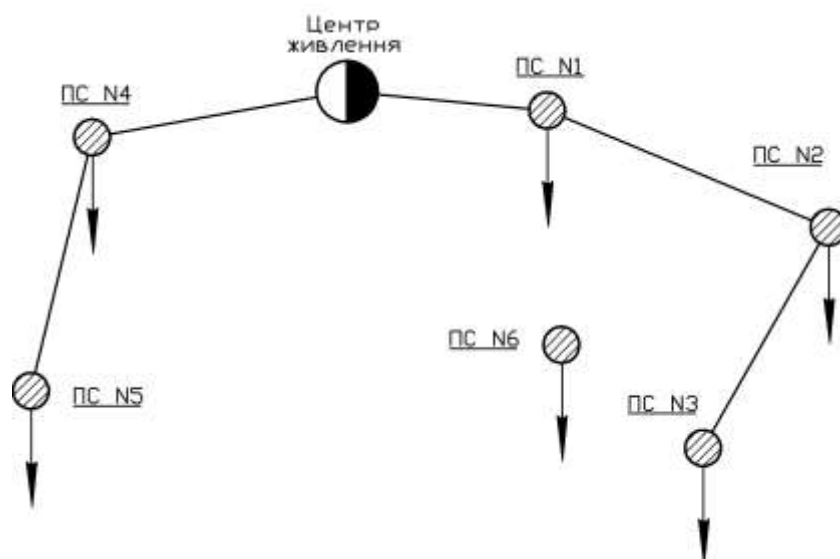


Рис. Д.5.16. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.31

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	12,00	0,85	15	25	60
2	16,00	0,86	10	50	40
3	15,00	0,82	20	40	40
4	22,70	0,84	15	15	70
5	25,00	0,85	20	30	50
6	20,00	0,82	10	40	50

Таблиця Д.5.32

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	14,00	14,00	11,20	15,70	14,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	1	1	1	1	1
Позначення проводів	АС-240	АС-185	АС-120	АС-120	АС-150

Варіант 17

Масштаб: 10 мм = 6 км

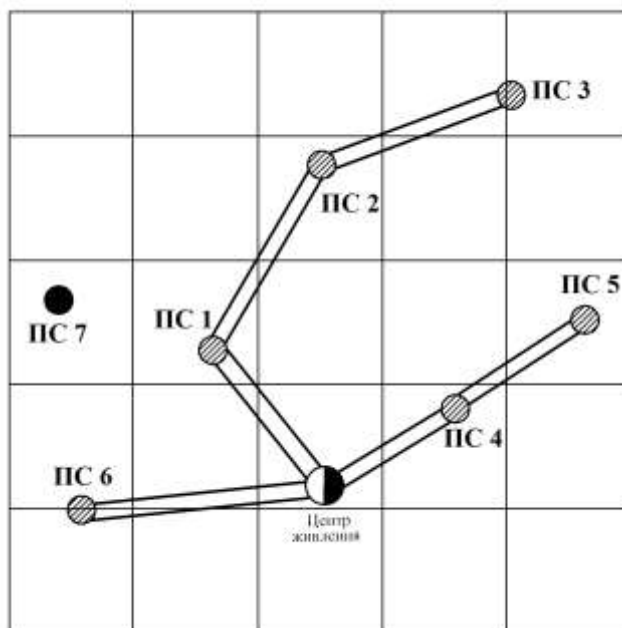


Рис. Д.5.17. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.33

Режимні параметри споживачів ПС

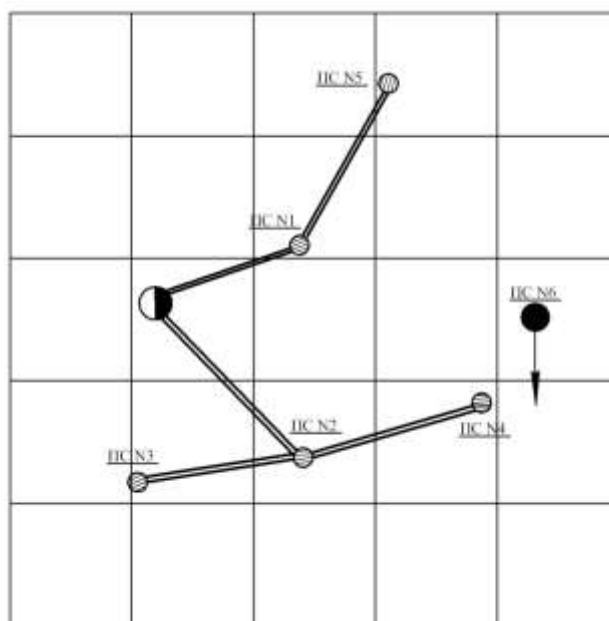
Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	30,00	0,81	10	50	40
2	20,00	0,83	10	45	45
3	34,00	0,84	30	25	45
4	15,00	0,81	30	20	50
5	22,00	0,83	30	30	40
6	15,00	0,82	20	25	55
7	25,00	0,80	40	30	30

Таблиця Д.5.34

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС6
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	21,60	20,52	15,84	16,20	14,40
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-120	2АС-95

Варіант 18



Масштаб: 10 мм = 6 км

Рис. Д.5.18. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.35

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	16,00	0,87	20	30	50
2	21,00	0,83	15	20	65
3	20,00	0,91	30	30	40
4	25,00	0,90	15	20	65
5	15,00	0,92	10	30	60
6	18,00	0,91	15	20	65

Таблиця Д.5.36

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС2	ПС2-ПС3	ПС2-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС5
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	15,60	10,80	19,20	12,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-70	2АС-120	2АС-120	2АС-70

Варіант 19

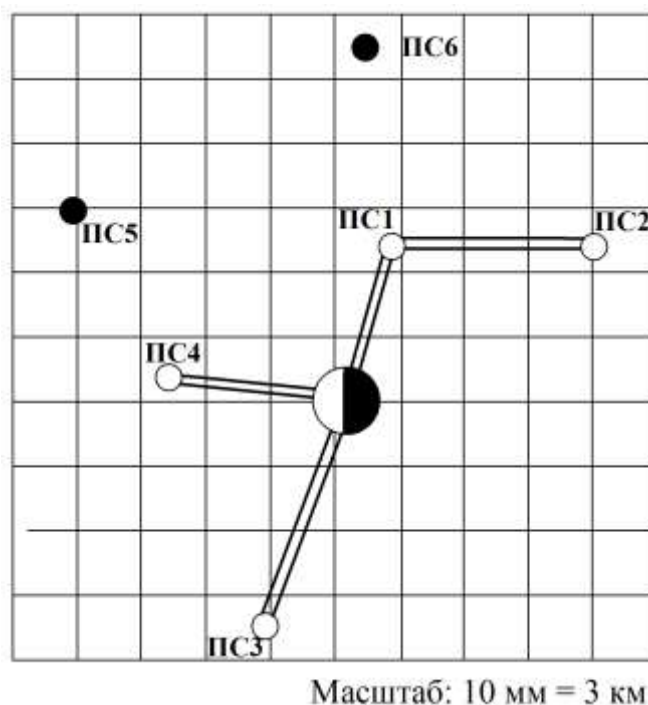


Рис. Д.5.19. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.37

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	22,00	0,81	30	20	50
2	16,00	0,82	30	10	60
3	31,00	0,84	25	40	35
4	30,00	0,83	35	30	35
5	15,00	0,81	10	50	40
6	22,00	0,83	30	40	30

Таблиця Д.5.38

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі			
	ЦП-ПС2	ПС2-ПС3	ПС2-ПС4	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	15,60	10,80	19,20
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-70	2АС-120	2АС-120

Варіант 20

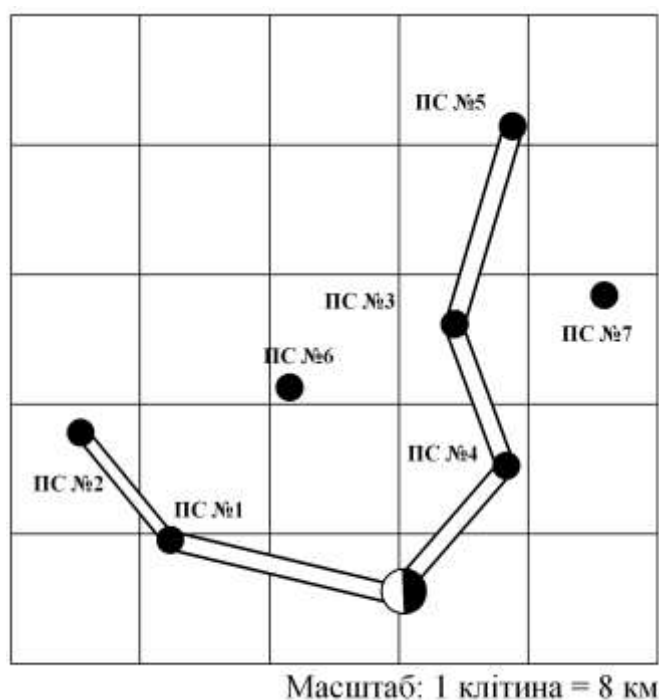


Рис. Д.5.20. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.39

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	18,00	0,82	30	25	45
2	28,00	0,84	20	20	60
3	21,00	0,85	40	40	20
4	16,00	0,88	30	10	60
5	32,00	0,81	25	25	50
6	19,00	0,83	25	50	25
7	27,00	0,84	40	30	30

Таблиця Д.5.40

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ЦП-ПС4	ПС4-ПС3	ПС3-ПС5	ЦП-ПС1
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	14,40	10,80	9,60	8,40	13,20	14,40
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-240	2АС-185	2АС-120	2АС-150

Варіант 21

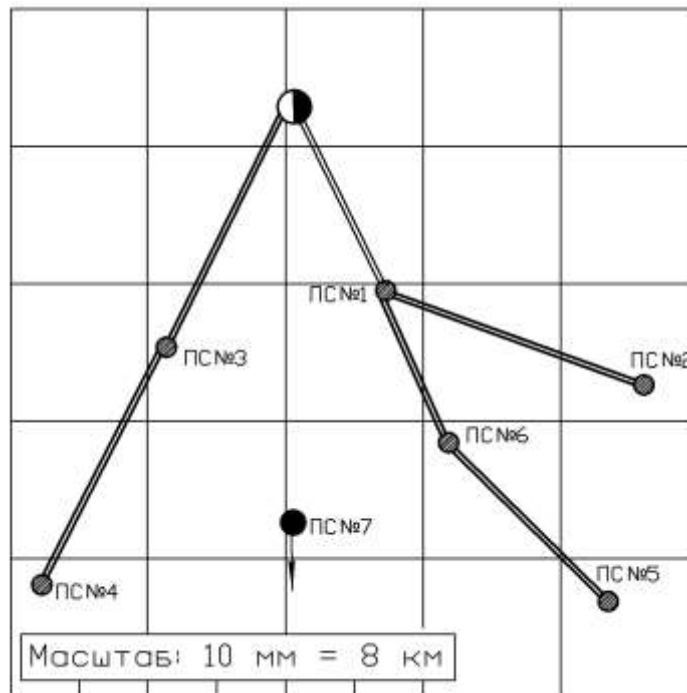


Рис. Д.5.21. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.41

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	15,00	0,84	20	40	40
2	30,00	0,83	20	30	50
3	20,00	0,81	20	25	55
4	15,00	0,82	10	30	60
5	25,00	0,85	20	40	40
6	12,00	0,83	20	40	40
7	0,00	0,83	34	23	43

Таблиця Д.5.42

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС3	ПС3-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС6	ПС6-ПС5	ПС1-ПС2
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	19,20	25,20	26,40	27,60	16,80	30,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-120	2АС-70	2АС-240	2АС-120	2АС-120	2АС-120

Варіант 22

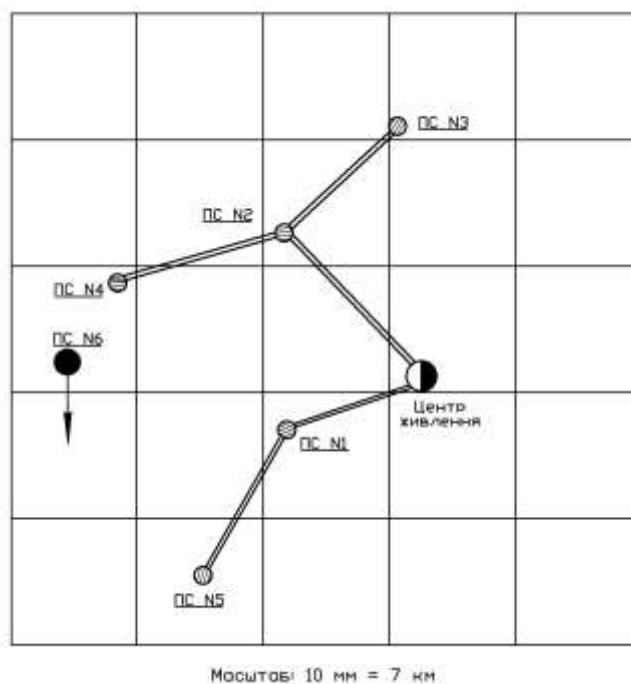


Рис. Д.5.22. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.43

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	28,00	0,88	30	30	40
2	20,00	0,93	25	20	55
3	20,00	0,91	20	30	50
4	25,00	0,90	20	20	60
5	15,00	0,92	10	30	60
6	20,00	0,91	15	20	65

Таблиця Д.5.44

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС2	ПС2-ПС3	ПС2-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС5
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	22,80	18,00	15,60	20,40	18,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-240	2АС-120	2АС-120	2АС-150	2АС-120

Варіант 23

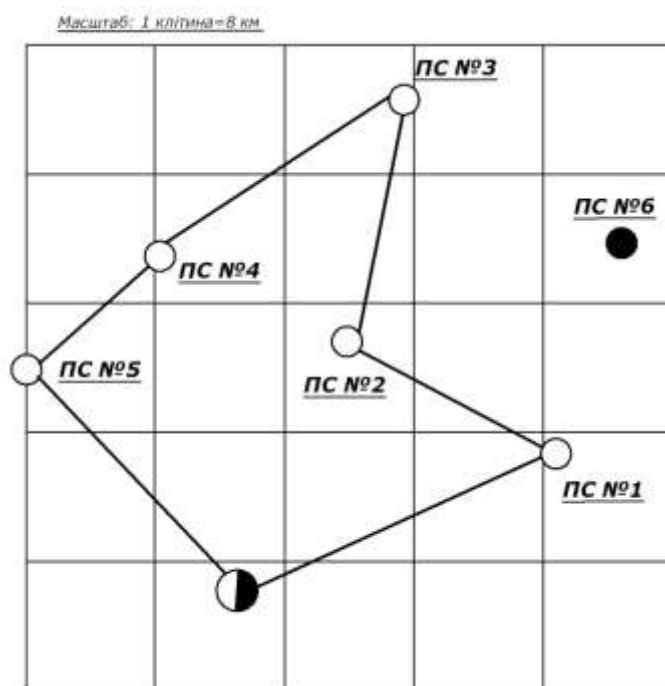


Рис. Д.5.23. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.45

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	16,00	0,81	25	31	44
2	15,00	0,82	31	57	12
3	16,30	0,82	26	29	45
4	22,00	0,92	33	27	40
5	7,60	0,83	26	33	41
6	25,00	0,93	40	26	34

Таблиця Д.5.46

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС4	ПС4-ПС3	ПС3-ПС2	ПС2-ПС1	ПС1-ЦП
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	25,20	10,80	19,20	18,00	16,80	22,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	1	1	1	1	1	1
Позначення проводів	АС-240	АС-185	АС-120	АС-120	АС-185	АС-185

Варіант 24

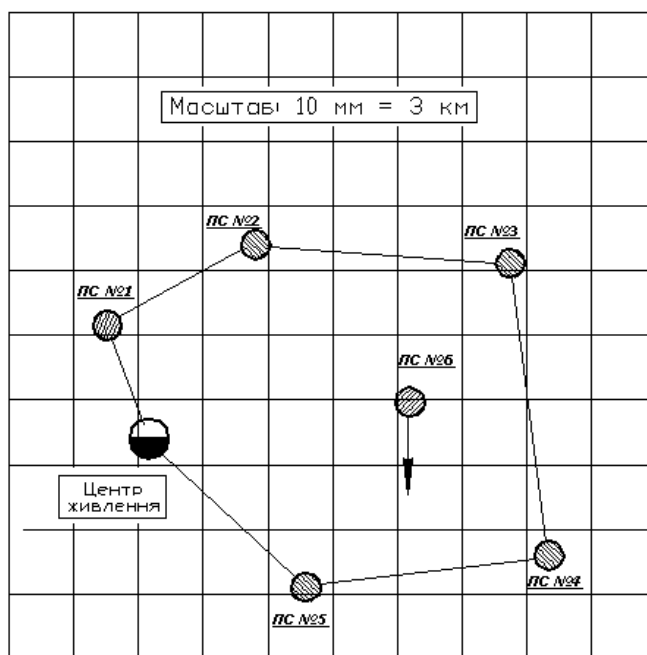


Рис. Д.5.24. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.47

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	16,00	0,85	28	20	52
2	22,00	0,84	31	57	12
3	18,00	0,81	45	30	25
4	25,70	0,91	33	27	40
5	9,00	0,83	32	30	38
6	16,00	0,91	34	26	40

Таблиця Д.5.48

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС5	ПС5-ПС4	ПС4-ПС3	ПС3-ПС2	ПС2-ПС1	ПС1-ЦП
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	21,60	25,20	22,80	20,40	28,80	34,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	1	1	1	1	1	1
Позначення проводів	АС-240	АС-185	АС-120	АС-120	АС-150	АС-240

Варіант 25

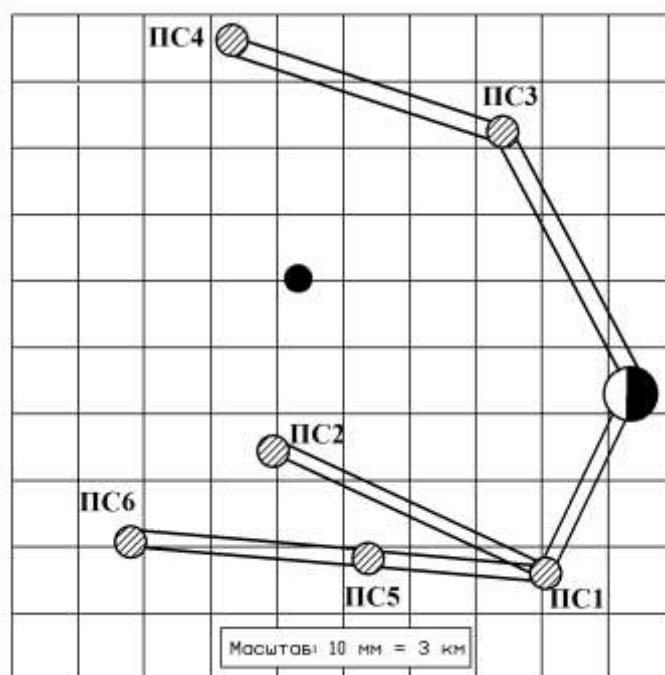


Рис. Д.5.25. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.49

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	12,00	0,83	20	40	40
2	30,00	0,81	30	30	40
3	27,00	0,82	15	25	60
4	15,00	0,82	18	60	22
5	25,00	0,85	20	50	30
6	15,00	0,86	30	40	30
7	23,00	0,83	20	23	57

Таблиця Д.5.50

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС5	ПС5-ПС6	ПС1-ПС2	ЦП-ПС3	ПС3-ПС4
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	19,00	22,00	10,00	19,00	17,00	15,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	22,80	26,40	12,00	22,80	20,40	18,00
Позначення проводів	2АС-240	2АС-150	2АС-70	2АС-120	2АС-150	2АС-70

Варіант 26

Масштаб: 10 мм = 6 км

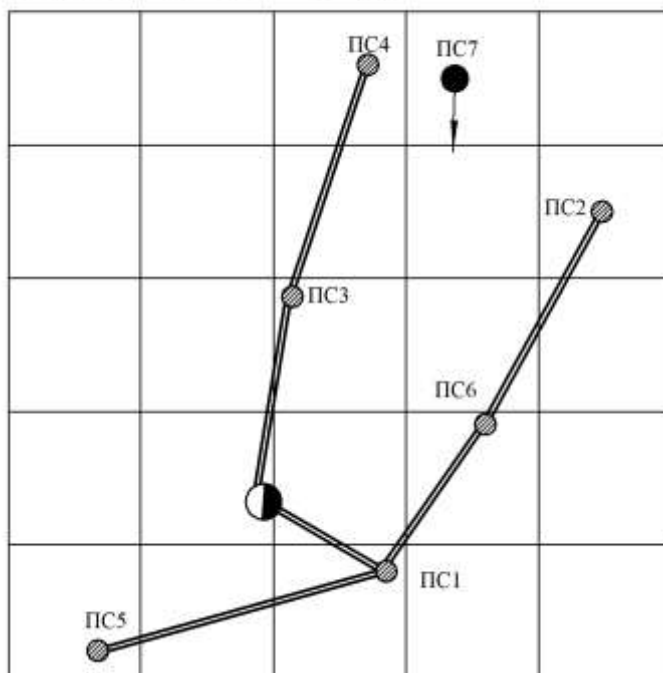


Рис. Д.5.26. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.51

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	11,00	0,83	30	40	30
2	30,00	0,83	10	30	60
3	20,00	0,85	15	25	60
4	15,00	0,82	10	60	30
5	25,00	0,85	20	50	30
6	12,00	0,83	20	40	40
7	28,00	0,82	20	30	50

Таблиця Д.5.52

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС3	ПС3-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС6	ПС6-ПС5	ПС1-ПС2
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	16,80	21,60	27,60	22,80	12,00	21,60
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-120	2АС-70	2АС-240	2АС-120	2АС-120	2АС-120

Варіант 27

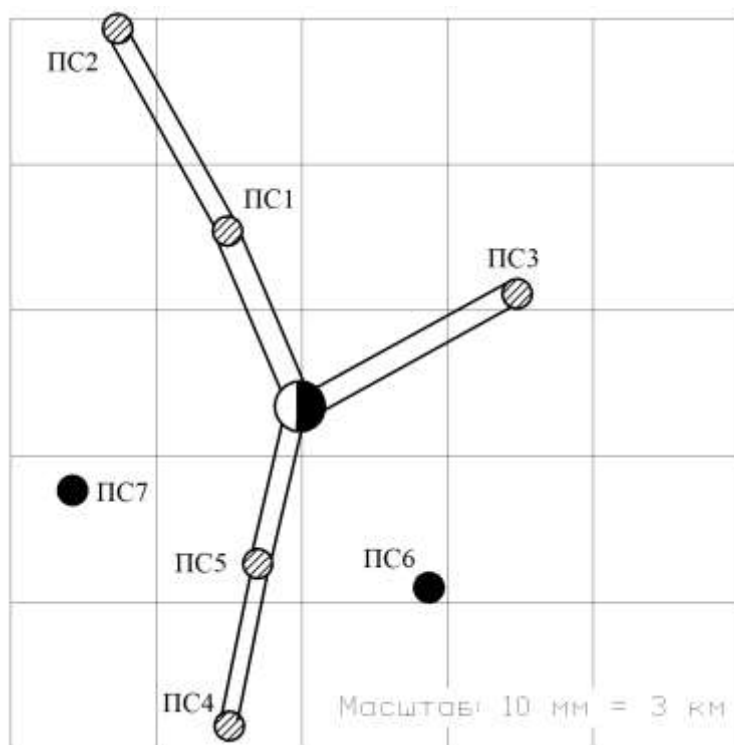


Рис. Д.5.27. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.53

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	25,00	0,85	10	50	40
2	20,00	0,83	10	60	30
3	22,00	0,84	30	25	45
4	15,00	0,81	40	20	40
5	25,00	0,83	30	30	40
6	20,00	0,80	30	20	50
7	25,00	0,82	40	20	40

Таблиця Д.5.54

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі			
	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3	ЦП-ПС4
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	15,60	24,00	12,00	22,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-120	2АС-70	2АС-150

Варіант 28

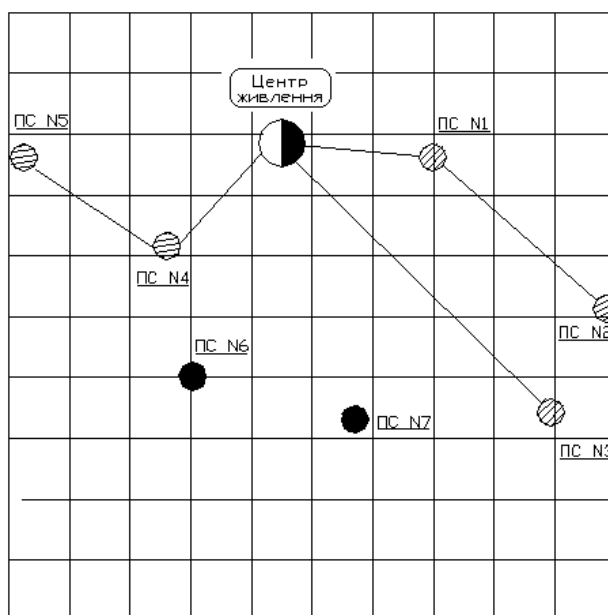


Рис. Д.5.28. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.55

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	15,00	0,81	22	20	58
2	15,00	0,86	15	50	35
3	22,00	0,87	30	40	30
4	22,00	0,84	26	15	59
5	23,00	0,83	32	30	38
6	20,00	0,82	20	40	40
7	18,00	0,88	30	40	30

Таблиця Д.5.56

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ЦП-ПС3	ЦП-ПС4
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	21,60	9,60	20,40	16,80	18,00
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-185	2АС-120	2АС-120	2АС-70	2АС-120	2АС-185

Варіант 29

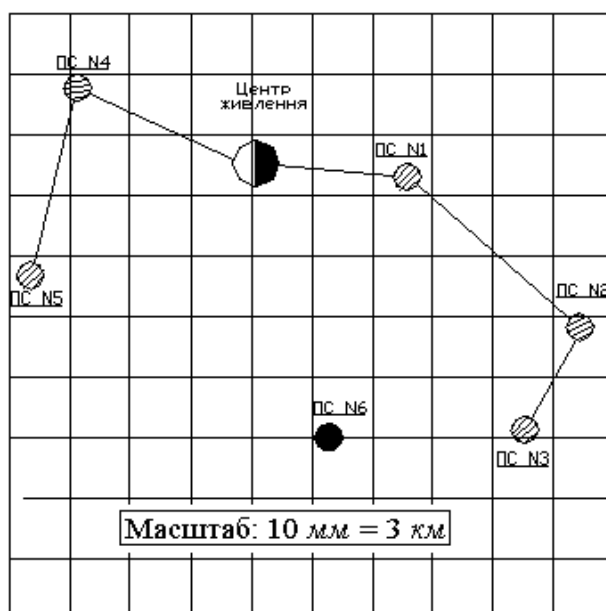


Рис. Д.5.29. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.57

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	14,00	0,82	17	20	63
2	16,00	0,86	10	50	40
3	20,00	0,82	30	40	30
4	22,00	0,84	15	15	70
5	25,00	0,85	32	30	38
6	20,00	0,82	10	40	50

Таблиця Д.5.58

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі				
	ЦП-ПС4	ПС4-ПС5	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС2-ПС3
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	17,40	15,60	13,44	18,84	16,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-185	2АС-120	2АС-240	2АС-120	2АС-120

Варіант 30

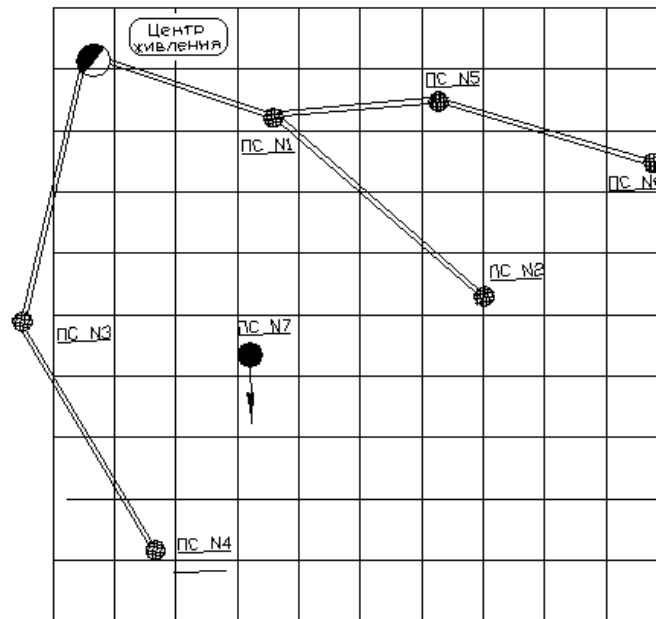


Рис. Д.5.30. План мережі системи зовнішнього електропостачання

Таблиця Д.5.59

Режимні параметри споживачів ПС

Номер ПС	Найбільше зимове навантаження, МВт	Коефіцієнт потужності	Склад споживачів по категоріях надійності		
			1	2	3
1	12,00	0,81	15	40	45
2	30,00	0,83	29	30	41
3	27,00	0,82	15	25	60
4	15,00	0,82	18	60	22
5	25,00	0,85	20	50	30
6	15,00	0,86	30	40	30
7	34,00	0,80	30	23	47

Таблиця Д.5.60

Параметри ліній

Параметр ділянки	Ділянка мережі					
	ЦП-ПС3	ПС3-ПС4	ЦП-ПС1	ПС1-ПС2	ПС1-ПС5	ПС5-ПС6
Довжина ділянки лінії з урахуванням рельєфу місцевості	18,00	20,40	26,40	24,00	28,80	10,80
Кількість кіл на ділянці, що працюють паралельно	2	2	2	2	2	2
Позначення проводів	2АС-150	2АС-70	2АС-240	2АС-120	2АС-150	2АС-70

