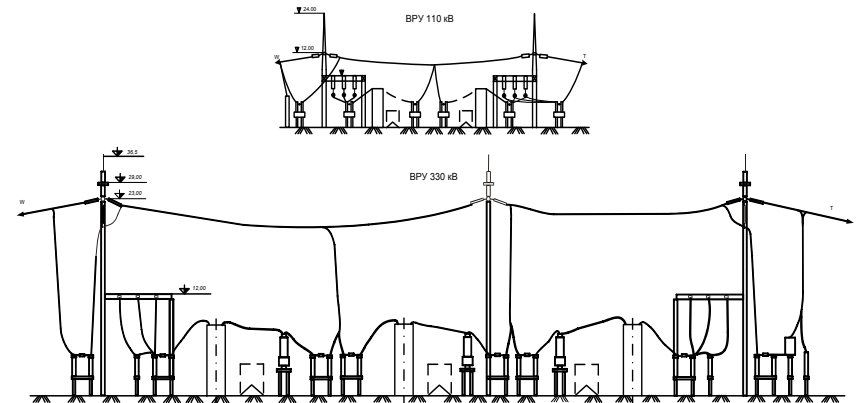


**ТИПОВІ РІШЕННЯ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 110-330 КВ**



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

**ТИПОВІ РІШЕННЯ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 110-330 КВ**

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2018

УДК 621.316.3

T43

Автори:

Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В.

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 7 від 22.02.2018 р.)

Рецензенти:

О. О. Мірошник, доктор технічних наук, доцент

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

О. Д. Демов, кандидат технічних наук, доцент

Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 110 с.

В посібнику подано основні положення проектування електричних мереж. Висвітлено питання, присвячені основним елементам електричних мереж 110–330 кВ, а саме лініям електропередач та підстанціям. Розглянуто основні головні схеми електричних з'єднань мереж та підстанцій та галузі їх застосування.

Посібник призначено для студентів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів, які вивчають електричні системи та мережі. Може бути корисним експлуатаційному персоналу електричних мереж та підстанцій.

УДК 621.316.3

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	4
ПЕРЕДМОВА	5
1 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110–330 КВ	6
1.1 Стан та перспективи розвитку електричних мереж 110–330 кВ	7
1.2 Вимоги до конфігурації та схем електричних мереж	11
1.3 Типові конфігурації електричних мереж та галузь їх застосування	14
1.4 Типові схеми електричних з'єднань електричних мереж та галузь їх застосування	18
1.5 Основні принципи побудови схем електричних мереж та уніфікація їх елементів	21
1.6 Типові схеми електричних мереж для електропостачання окремих груп споживачів	31
1.7 Уніфікація повітряних ліній електропередачі	45
1.7.1 Фактори, які визначають конструктивне виконання повітряних ліній	45
1.7.2 Уніфікація номенклатури перерізів проводів	47
1.7.3 Типізація ПЛ на базі уніфікації її конструктивних елементів	51
1.8 Проходження і перетин повітряних ліній з технічними спорудами і природними перешкодами	54
1.9 Типові показники ефективності для техніко-економічного порівняння варіантів проектних рішень	61
2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІ НАПРУГОЮ 110-330 КВ	66
2.1 Головні схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій	67
2.2 Конструкції відкритих розподільних установок підстанцій	76
2.3 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів	88
2.4 Типові співвідношення номінальних напруг підстанцій та кількості відхідних ліній	92
2.5 Уніфікація та індустріалізація будівництва трансформаторних підстанцій	95
2.6 Вибір електричних апаратів розподільних установок підстанцій	97
2.6.1 Вибір вимикачів	98
2.6.2 Вибір роз'єднувачів	101
2.7 Вибір вимірювальних трансформаторів	101
2.7.1 Вибір трансформаторів струму	101
2.7.2 Вибір трансформаторів напруги	104
2.8 Вибір засобів обмеження перенапруг	106
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	109

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АЕС – атомна електрична станція;
БСК – батарея статичних конденсаторів;
БМР – будівельно-монтажні роботи;
ВН – вища напруга;
ВНР – внутрішня норма рентабельності;
ВРП – вузловий розподільний пункт;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ГЕС – гідроелектрична станція;
ГПП – головна понижувальна підстанція;
ДРП – джерела реактивної потужності;
ЗА – захисні апарати;
ЗПУ – загальнопідстанційний пункт управління
ІП – іскровий проміжок;
КРУ – комплектна розподільна установка;
КРУЕ – комплектна розподільна установка з елегазовою ізоляцією;
КС – компресорна станція;
КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
КТПБ – комплектна трансформаторна підстанція з блоків заводського виготовлення;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ЛЗ – лінія зв'язку;
ЛРМ – лінія радіотрансляційних мереж;
НН – нижча напруга;
НПС – нафтоперекачувальна станція;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
ГВ – підстанція глибокого вводу;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РВ – розрядник вентильний;
РП – розподільний пункт;
РУ – електрична розподільна установка;
СН – середня напруга;
СТК – статичні тиристорні компенсатори;
ТЕЦ – теплова електрична централь;
ЦЖ – центр живлення;
ШКБ – шунтова конденсаторна батарея.

ПЕРЕДМОВА

Нині у більшості енергосистем України створено розгалужену електричну мережу (ЕМ) 500 та 750 кВ, що виконує функції магістрального транспортування електроенергії. Таким чином, первинний розподіл електроенергії виконується не лише в мережах 110 кВ, але й у мережах 220 кВ, а іноді й 330 кВ.

Розподільні мережі, на відміну від магістральних, характеризуються великою кількістю одночасно споруджуваних об'єктів. В цих умовах особливо важливим стає комплексний підхід до проектування електричних мереж 110–330 кВ. Він має враховувати, з одного боку, вимоги до мережі як частини електроенергетичної системи, а з іншого боку – необхідність типізації й уніфікації споруджуваних ліній та підстанцій для забезпечення умов індустріалізації будівництва.

Проектування розвитку електроенергетичних систем та їх складової частини – електричних мереж – вже протягом тривалого часу є самостійною ланкою керування енергетикою. Задача такого проектування полягає у визначенні складу, послідовності розвитку та основних параметрів електростанцій і електричних мереж. Конструктивне виконання елементів електричної мережі (ліній та підстанцій) позначається на подальших стадіях проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Для зменшення неузгодженості між етапами розвитку, як показує світова практика, вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі має виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Таким чином знижуються витрати, що пов'язані зі спорудженням електромереж, а також їх експлуатацією та подальшим розвитком.

В посібнику наведено типові рішення щодо спорудження об'єктів електричних мереж напругою 110-330 кВ, у контексті загальної стратегії розвитку електроенергетичної системи України, зокрема, розподільних ЕМ. Доведено переваги застосування типових рішень під час проектування ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій. Показано, що це дає можливість отримувати ефективні проекти енергетичних об'єктів, розробляючи та приймаючи обґрунтований мінімум схемних і технічних рішень, тобто будуючи мережі з типових уніфікованих елементів.

Посібник призначено для студентів спеціальності 141 – електроенергетика, електротехніка й електромеханіка (спеціалізація: електричні системи і мережі) денної та заочної форм навчання. Зміст навчального посібника відповідає робочим навчальним програмам дисциплін «Електричні системи та мережі» та «Моделі оптимального розвитку електричних систем і мереж». Матеріал посібника може бути корисний студентам для курсового і дипломного проектування, а також для виконання кваліфікаційних бакалаврських і магістерських робіт.

1 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110–330 КВ

Зростання виробництва електроенергії супроводжується розвитком електроенергетичних систем, які йдуть шляхом централізації вироблення електроенергії на великих електростанціях, будівництва електромереж для їх об'єднання і розподілу електроенергії.

Мережі енергосистеми, які її утворюють, здійснюють функції формування системи, об'єднуючи важливі енергетичні вузли, і одночасно забезпечують перший етап розподілення електроенергії від електростанцій до розподільних вузлів. Призначенням розподільних мереж енергосистеми є подальше розподілення електроенергії від підстанцій системоутворювальної мережі до центрів живлення промислових, міських та сільських мереж.

Мережі 110 (150) кВ є основними розподільними мережами енергосистеми. На напрузі 110 кВ здійснюється електропостачання промислових вузлів, великих міст, електрифікація залізничного та трубопровідного транспорту, перший ступінь розподілу електроенергії в сільській місцевості.

Мережі 150 кВ отримали поширення в Дніпровській і частково приєднаних до неї енергосистемах.

Мережі 220 кВ використовуються, в основному, для живлення великих вузлів мережі 110 кВ, електропостачання енергоємних підприємств шляхом спорудження глибоких введів 220/10 кВ, зовнішнього електропостачання електрифікованих залізничних доріг в районах з малою щільністю навантажень, де є значні відстані між опорними підстанціями.

Мережі 330 кВ призначаються для живлення великих навантажувальних вузлів 110 кВ та для відпуску потужності електростанцій і забезпечення міжсистемних зв'язків.

Електрична мережа складається з окремих елементів: ліній електропередачі (ЛЕП) та підстанцій. Вона знаходиться в постійному розвитку в результаті спорудження нових елементів та розширення, а також реконструкції діючих.

Спорудження нових повітряних ліній (ПЛ) пов'язано, як правило, зі зміною конфігурації мережі (виконання заходів на нові центри живлення, приєднання до мережі нових розподільних підстанцій), реконструкцією – з підвищенням пропускної здатності (переведення на вищу напругу, заміна проводів). Розширення підстанцій виконується, як правило, зі збільшенням потужності (встановлення інших трансформаторів, переведення на вищу напругу), а також з подальшим розвитком розподільних установок (РУ) для приєднання нових ПЛ; реконструкцією – як зі збільшенням потужності (заміна трансформаторів на більш потужні), так і без збільшення (заміна та модернізація застарілого устаткування тощо).

Розподільні мережі 110–220–330 кВ характеризуються великою кількістю об'єктів, що споруджуються. Незважаючи на досягнуту високу щільність електричних мереж, абсолютні обсяги спорудження електричних ме-

реж в перспективі будуть залишатися достатньо великими як внаслідок подальшого зростання щільності електричних навантажень, так і через необхідність заміни фізично та морально застарілих елементів мережі. Це висуває як важливу задачу зниження витрат праці, яке може бути досягнуто шляхом подальшої індустріалізації будівництва на основі уніфікації схемних і конструктивних рішень елементів електричної мережі. Незважаючи на значну роботу в цій сфері типізація та уніфікація рішень, що приймаються під час будівництва електричних мереж, не відповідає сучасним вимогам. В галузі лінійного будівництва можна вказати лише на уніфікацію конструкцій опор та фундаментів. В галузі підстанційного будівництва типізовані головні схеми електричних з'єднань, окремі будівлі та споруди, уніфіковані будівельні конструкції.

Електрична мережа має задовольняти певні вимоги, які неможливо врахувати під час проектування окремих елементів без розгляду мережі в цілому. Основні параметри ліній і підстанцій, які визначають їх конструктивне виконання, вибираються в схемах розвитку електричних мереж на п'ятирічний період (з врахуванням перспективи ще на 5 років) і уточнюються в проектах конкретних об'єктів. Особливістю проектування розвитку мережі є послідовне автономне рішення схем з надходженням оптимуму для окремих вузлів, районів, ділянок мережі. Тому на рішення, що приймаються, можуть впливати випадкові, кон'юнктурні фактори; локальні оптимальні рішення можуть бути неузгодженими з оптимізацією мережі в цілому. Цьому можна запобігти за умови розроблення загальних технічних принципів побудови мережі на довгу перспективу (20–25 років). Довгострокові дослідження містять велику невизначеність вхідної інформації (рівні і розташування електричних навантажень, розташування нових електростанцій, зміна техніко-економічних характеристик передачі електроенергії тощо). Тому такі дослідження не мають ставити за мету розробку детальної конфігурації та схеми майбутньої мережі з конкретною прив'язкою за місцем та часом спорудження. Результатом досліджень має бути загальна концепція структури і основних принципів побудови мережі на перспективу.

1.1 Стан та перспективи розвитку електричних мереж 110-330 кВ

Незважаючи на зниження темпів зростання протяжності, абсолютна величина введів ПЛ 110÷330 кВ буде залишатися достатньо високою. Будівництво нових ліній буде, в основному, призначатися для:

- приєднання до мережі нових підстанцій: розвантажувальних і для живлення нових споживачів;
- здійснення заходів мережі на нові центри живлення – підстанції наступного класу напруги;
- спорудження нових ділянок мережі для підвищення надійності живлення підстанцій;

- заміни фізично та морально застарілих ділянок мережі (включно із заміною мережі 35 кВ на 110 кВ).

Для понижувальних підстанцій відношення встановленої потужності трансформаторів до встановленої потужності електростанцій має тенденцію до зростання.

Під час проектування розвитку електричної мережі намічають основні параметри її елементів – ЛЕП і підстанцій. Ці параметри, з однієї сторони, визначають конструктивне виконання елементів мережі, з другої – показують вплив на побудову мережі при її подальшому розвитку. Для ЛЕП такими параметрами є:

- номінальна напруга;
- напрямлення (початкова і кінцева точка) і протяжність;
- кількість ланцюгів.

Для підстанцій основними параметрами є:

- сполучення номінальних напруг;
- кількість і потужність трансформаторів;
- тип, номінальна напруга і потужність компенсуювальних пристроїв;
- схема приєднання до мережі.

Розглянемо деякі узагальнені показники, які характеризують побудову та режими електричних мереж 110÷330 кВ на основі аналізу їх розвитку.

Лінії електропередачі. Конфігурацію і схему мережі значною мірою характеризують такі показники як середня відстань між центрами живлення мережі (електростанціями і підстанціями вищої напруги, які мають розподільні установки заданої напруги) та середня довжина ПЛ, яка визначається як протяжність, що припадає на один комутаційний пункт мережі – електростанцію та підстанцію, які мають РУ відповідної напруги.

Для ПЛ 110 кВ середня протяжність оцінюється в 25 км. Ця величина для енергосистем з різною щільністю електричних мереж суттєво коливається – від 20 до 60 км. Дія протилежних факторів – збільшення щільності електричних мереж і спорудження достатньо протяжних сільських ліній та інших ліній до підстанцій для підвищення надійності – визначила стабільний характер цього показника за останні 5÷10 років. В подальшій перспективі можна чекати більшої дії першого фактора і, тим самим, зниження середньої довжини ПЛ 110 кВ.

Середня довжина ПЛ 220 кВ знизилася до 100 км. В енергосистемах, де мережі 220 кВ експлуатуються тривалий час, цей показник нижче (80÷90 км), ніж в енергосистемах, де розвиток мереж 220 кВ виконується до останнього часу (110÷115 км). Найбільша довжина ПЛ без проміжних підстанцій – близько 350 км, найменша – 5÷10 км.

Мережі 330 кВ отримують живлення від електростанцій, які видають потужність в цю мережу, а також від підстанцій 750/330 кВ. Середня довжина ПЛ визначається як відстань між комутаційними пунктами мережі, як такі взято електростанції і підстанції 750 та 330 кВ.

Відстань між джерелами живлення мережі знизилась за останні роки до 250 км, а середня довжина ПЛ «впала» з 110 до 80 км. Це обумовлено зростанням щільності електричних навантажень, збільшенням кількості електростанцій, підстанцій 750/330 та 330/110 кВ [1].

Дволанцюгові ПЛ споруджуються за міркуваннями надійності електропостачання при радіальній конфігурації мережі; за умовами пропускної здатності в тих випадках, коли спорудження ПЛ наступного ступеня напруги економічно не доцільно, а також для максимального використання траси в обмежених умовах.

В мережах 110 кВ приблизно 25 % ПЛ за протяжністю виконано дволанцюговими. Вони споруджуються, головним чином, в містах та промислових вузлах.

Дволанцюгові ПЛ 330 кВ поширення не отримали. Причиною цього є як конструктивні міркування, так і вимоги до пропускної здатності окремих ділянок мережі 330 кВ. За конструктивними умовами можливим стало створення тільки сталевих дволанцюгових опор 330 кВ, використання яких обмежується, оскільки одним з основних напрямів лінійного будівництва є максимальне використання залізобетонних опор. В той же час аналіз конфігурації існуючої мережі 330 кВ вказує на наявність обмеженої кількості ділянок, де потребувалося спорудження двох паралельних ліній ПЛ 330 кВ (для видачі потужності електростанцій). З введенням напруги 750 кВ поява таких ділянок малоімовірна. В зв'язку з цим на дволанцюгових опорах споруджуються тільки невеликі ділянки на виводах з електростанцій та крупних підстанцій в стислих умовах. Загальна вага їх в загальній протяжності ПЛ 330 кВ дуже мала (4 %).

Перерізи проводів ПЛ 110÷330 кВ вибираються за нормованою густиною струму, яка становить 1,1 А/мм².

Для ПЛ 110 кВ середньозважений переріз проводів (за алюмінієм) становить близько 150 мм². При цьому спостерігалось зменшення питомої ваги протяжності ліній з малими (70÷95 мм²) та великими (240÷300 мм²) перерізами за рахунок збільшення частки перерізів 120÷185 мм², яка становить приблизно 75 % загальної протяжності ліній 110 кВ.

Для ПЛ 220 кВ спостерігається тенденція зменшення середньозваженого перерізу з 400 до 350 мм², що визначається збільшенням розподільних функцій мережі 220 кВ.

Середньозважений переріз ПЛ 330 кВ становить близько 700 мм². Більшість ліній споруджується з проводами 2×300 та 2×400 мм², питома вага таких ПЛ становить більше 80 %.

Виконаний аналіз завантаження ліній 110 кВ показує, що середньозважена густина струму по ПЛ 110 кВ становить приблизно 0,8 А/мм² при нормованій для різних енергосистем густині 1,1 А/мм². Це є наслідком невідомості вхідної інформації при проектуванні, що можна вважати об'єктивною реальністю.

Аналіз завантаження ПЛ 220–330 кВ вказує на незначне зростання густини: від 1,06 до 1,08 А/мм² по ПЛ 220 кВ та від 0,87 до 0,9 А/мм² по ПЛ 330 кВ. З густиною струму менше 1 А/мм² працювало приблизно 70 % ПЛ 220 кВ та 80 % ПЛ 330 кВ.

Трансформаторні підстанції. Скорочення використання мереж 35 кВ для електропостачання міст та промислових споживачів, розширення використання системи 110/10 кВ для електрифікації сільського господарства призвели до зниження питомої ваги триобмоткових трансформаторів 110/35/НН за кількістю і за потужністю. Зростає частка підстанцій глибокого введення з вторинною напругою 10 кВ за рахунок зменшення частки підстанцій 110/6 кВ, що є наслідком більш високих темпів розвитку мережі 10 кВ, в першу чергу, для електропостачання міст.

В мережах 220–330 кВ основним призначенням підстанцій є живлення розподільної мережі 110 (частково 150) кВ, згідно з чим основна частка за кількістю та за потужністю припадає на автотрансформатори 220/110/НН та 330/110(150)/НН. Трансформатори 220/27÷35/НН, які використовуються для електрифікації залізничних доріг та живлення мереж 35 кВ сільськогосподарського призначення, мають незначну вагу за потужністю (біля 6 %), але суттєву за кількістю, що вказує на їхню малу одиничну потужність. Частка підстанцій глибокого введення 220/НН трохи зросла, підстанції 330/НН використання не знаходять.

Особливу групу являють собою автотрансформатори 330/220/НН, які є «стиковими» для двох систем напруг.

За матеріалами аналізу даних про використання одиничної потужності трансформаторів на підстанціях 110 кВ можна зробити висновок про переважну кількість трансформаторів 10÷16 МВА (приблизно 50 % за кількістю та 40 % за потужністю). Середню потужність трансформаторів, які встановлені на підстанціях 110 кВ, можна оцінити в 16÷18 МВА.

Основним на підстанціях 220 кВ продовжує залишатися трансформатор (автотрансформатор) 125 МВА, оскільки потужність підстанцій 2×125 МВА відповідає пропускній здатності лінії 220 кВ.

Середня потужність автотрансформаторів 330 кВ зросла зі 175 до 187 МВА (на 7 %) за рахунок збільшення питомої ваги автотрансформаторів потужністю 200÷240 МВА. З'явилися автотрансформатори 330/150/НН одиничною потужністю 250 та 400 МВА. Основними на підстанціях 330 кВ є автотрансформатори одиничною потужністю 200÷250 МВА, оскільки потужність підстанції з двома такими автотрансформаторами відповідає пропускній здатності лінії 330 кВ.

На підстанціях 110÷330 кВ в більшості випадків встановлюється два трансформатори (автотрансформатори). Незважаючи на те, що на більшості підстанцій, які знову вводяться, в перший період встановлюється один трансформатор (резервування в цей період здійснюється по мережі вторинної напруги), питома вага однострансформаторних підстанцій постійно знижується. Так, їх частка зменшилася на підстанціях 110 кВ з 48 до 34 %,

220 кВ – з 47 до 34 %, 330 кВ – з 55 до 23 %. Ця тенденція визначається підвищенням вимог до надійності електропостачання із зростання щільності електричних навантажень.

Кількість підстанцій 110 кВ з числом трансформаторів більше трьох дуже незначна, підстанцій 220 кВ – 7÷8 %. Як правило, такі рішення визначаються конкретними міркуваннями при розширенні окремих підстанцій: труднощами заміни трансформаторів на більш потужні з конструктивних міркувань або умов організації робіт. Багатотрансформаторними виконуються деякі підстанції 220/НН, які призначено для живлення зосередженого навантаження крупних промислових споживачів. Частка три-, чотиритрансформаторних підстанцій 330 кВ достатньо велика (близько 20 %), що є наслідком відсутності автотрансформаторів 330/110/НН потужністю більше 200 МВА та недостачі в районах з високою щільністю навантажень граничної потужності підстанції 2×200 МВА.

Середньозважене навантаження трансформаторів (автотрансформаторів) 220 та 330 кВ становить приблизно 55 %. Потрібно відмітити, що середньозважене навантаження автотрансформаторів 330/110 кВ наближається до 70 %, в той час як завантаження автотрансформаторів 330/220 кВ було набагато вищим 40 %.

1.2 Вимоги до конфігурації та схем електричних мереж

Вибір схеми електричної мережі здійснюється одночасно з вибором її напруги та полягає у визначенні місць розташування підстанцій, зв'язку між ними (граф мережі), пропускної здатності і перерізів проводів цих зв'язків, розробленні принципів схем приєднання до мережі підстанцій, виборі способів регулювання напруги та розподілу потужностей.

Розв'язання цієї задачі умовно ділять на дві частини:

- 1) розроблення варіантів розвитку мережі та вибір конкурентоздатних за результатами експертного оцінювання;
- 2) порівняльний аналіз техніко-економічних показників відібраних варіантів та прийняття остаточного рішення.

Перша частина є найскладнішою та найвідповідальнішою, оскільки саме вибір множини конкурентних варіантів забезпечує оптимальність остаточного рішення. Разом з тим, різноманітність вхідних умов визначає можливість створення значної кількості різних варіантів, які мають різні властивості та показники. Оптимізаційні моделі, які розроблено для розв'язання цієї частини задачі, мають низку істотних недоліків і тому не знайшли широкого використання в практиці проектування. Тому досвід та здібності проектувальника залишаються вирішальними факторами для ефективного розроблення та відбору варіантів розвитку ЕМ.

Вибір остаточного варіанта проекту являє собою пасивну задачу, яка може бути формалізована за критерієм мінімізації розрахункових витрат з врахуванням обмежень, які накладаються чинними технічними нормати-

вами. Для її розв'язання переважно використовуються економічні критерії та оціночні моделі (див. підрозділ 1.8).

Схема електричної мережі має забезпечувати необхідну надійність, під якою розуміється властивість виконувати задані функції, зберігаючи експлуатаційні показники в межах, які встановлено в нормативних документах. Згідно з ПУЕ всі електроприймачі за потрібним ступенем надійності електропостачання поділяють на три категорії, виходячи з характеру та важкості наслідків від перерви електропостачання. Залежно від належності приймача до тієї або іншої категорії обумовлюються вимоги до схеми електропостачання.

Електропостачання електроприймачів першої категорії має забезпечуватися від двох незалежних джерел живлення (такими вважаються дві системи шин або дві секції шин однієї підстанції, які мають живлення від двох джерел) з автоматичним увімкненням резервного живлення при порушенні електропостачання від одного з джерел. Зі складу електроприймачів першої категорії виділяється особлива група, безперервна робота якої необхідна для безаварійного зупинення виробництва (для запобігання вибухів, пожеж тощо). Для цієї групи електроприймачів має передбачатися живлення від третього незалежного джерела, навіть й автономного.

Для електроприймачів другої категорії також рекомендується електропостачання від двох незалежних джерел, однак перерва електропостачання допускається на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями експлуатаційного персоналу. Допускається також електропостачання таких електроприймачів по одній лінії та від одного трансформатора за наявності можливості їх ремонту або заміни протягом однієї доби.

Електропостачання електроприймачів третьої категорії може виконуватися від одного джерела за умови забезпечення ремонту або заміни пошкодженого елемента схеми протягом однієї доби.

При такому нормуванні надійності наслідки припинення електропостачання розглядаються як результат однієї перерви, а не як сумарний ефект за певний період часу. Слід також відмітити відсутність чіткої різниці між вимогами до електропостачання електроприймачів другої та третьої категорій.

Потрібно відмітити, що у всіх нормативних документах з надійності виявляється суперечність між вимогами споживачів і можливостями енергосистеми забезпечити резервування електропостачання. Розвиток електричної мережі із зростанням навантажень супроводжується підвищенням надійності електропостачання та покращенням використання всіх елементів мережі в нормальних режимах.

Мережа, яка проектується, має забезпечити якість електроенергії у споживачів, а також оптимальний рівень струмів короткого замикання (КЗ), який не може перевищувати таких значень: для мережі 110 кВ – 31,5 кА, для мережі 220÷330 кВ – 40 кА. Для обмеження струмів КЗ під час побудови мережі потрібно розглянути такі заходи, як приєднання генера-

торів на більш високу напругу, усунення коротких зв'язків між найбільш потужними вузлами, секціонування мережі тощо.

Схема мережі має забезпечувати можливість виконання релейного захисту, протиаварійної та режимної автоматики, що визначає відповідне розташування автоматичних апаратів, які призначені для комутації елементів мережі в різних режимах.

Під час побудови схеми потрібно прагнути до максимального охоплення території для забезпечення комплексного електропостачання всіх розташованих на ній споживачів.

Конфігурація мережі має дозволяти приєднувати до неї нові розподільні підстанції, а також зводити на ній нові центри живлення без суттєвих змін топології мережі.

Розвиток електричної мережі потрібно здійснювати з максимальним використанням наявних елементів та врахуванням їх можливої реконструкції. При розгляді доцільності реконструкції того чи іншого елемента мережі необхідно враховувати його моральний та фізичний знос. Це питання набуває актуального значення в перспективі, оскільки ПЛ 110–220 кВ будуть мати термін служби, який перевищує тридцять років.

Термін служби електричних мереж визначається темпами фізичного і морального зносу. Враховуючи високі темпи технічного прогресу, встановлено підвищені норми амортизаційних відрахувань від вартості основних фондів.

Розмір відрахувань на реновацію (на повну заміну основних фондів після їх зносу) визначає економічно доцільний період експлуатації, який для ПЛ на сталевих та залізобетонних опорах становить 50 років, на дерев'яних – 30 років, а для електрообладнання підстанцій – 28÷29 років. Потрібно відмітити, що знецінювальна дія морального зносу суттєво ослаблюється за рахунок модернізації та реконструкції.

Це особливо чітко проявляється для підстанцій, де за умовами зростання електричних навантажень здійснюється заміна трансформаторів, а за умовами зростання струмів КЗ – модернізація або заміна комутаційних апаратів. При цьому обладнання, що знову встановлюється, має, як правило, кращі технічні та економічні характеристики. Враховуючи, що практично всі підстанції в період експлуатації піддаються реконструкції, термін їх служби подовжується. Тому немає підстав вважати, що в ближній перспективі буде потрібна масова заміна підстанцій, які побудовано більше 30 років назад.

Для повітряних ЛЕП реконструкція має менш масовий характер і обмежується переведенням деяких ПЛ на підвищену напругу або заміною окремих ділянок через зміну конфігурації мережі. Оскільки заміна проводів на діючих ПЛ проводами більших перерізів здійснюється надто рідко, термін служби ліній зазвичай визначається фізичним зносом опор і проводів.

В сучасних умовах велике значення має зменшення площі відчужуваної землі для будівництва ліній та підстанцій. Як основні напрямки можна вказати на використання дволанцюгових та багатоланцюгових ПЛ 110 і 220 кВ, використання трас амортизованих ПЛ для спорудження ліній більш високого класу напруги, використання простих схем підстанцій тощо.

Нарешті, однією з вимог до конфігурації та схеми електричної мережі потрібно вважати можливість її побудови з економічно обґрунтованого мінімуму уніфікованих елементів, що дозволяє суттєво знизити витрати праці на реалізацію запроєктованої схеми.

1.3 Типові конфігурації електричних мереж та галузь їх застосування

Конфігурація (топологія) електричної мережі залежить від географічних умов, щільності та розподілення електричних навантажень по території і розташування центрів живлення (ЦЖ). Як ЦЖ мережі використовуються електростанції з РУ відповідної напруги, а також підстанції (наприклад, для мережі 110 кВ – підстанції 330/110 кВ при системі 750/330/110 кВ або 220/110 кВ та 500/110 кВ при системі 500/220/110 кВ).

Різноманітність географічних та економічних умов, в яких розвиваються різні енергосистеми, не дозволяє типізувати схеми електричних мереж в цілому. Але будь-яку мережу можна подрібнити на окремі ділянки, кожна з яких відноситься до одного з розглянутих нижче типів. Для виділення таких ділянок доцільно базуватися на центрах живлення мережі. Залежно від графа мережі, який приєднано до одного або декількох сусідніх центрів живлення, розрізняють такі типи конфігурації мережі (рисунок 1.1):

- 1) P1 та P2 – радіальна одинарна або подвійна лінія (подвійна лінія може бути на дволанцюгових або на одноланцюгових опорах по одній трасі);
- 2) 31 та 32 – замкнена одинарна або подвійна лінія, яка підключена до шин одного ЦЖ, у вигляді кільця;
- 3) Д1 та Д2 – одинарна або подвійна лінія з двостороннім живленням, яка підключена до шин різних ЦЖ;
- 4) В – вузлова схема, яка отримує живлення більш ніж від двох ЦЖ, до складу яких входить не менше трьох ліній та однієї вузлової точки, тобто точки, в якій з'єднуються три і більше ліній;
- 5) Б – багатоконтурна схема, до складу якої входить декілька замкнених контурів та вузлових точок (незалежно від кількості ЦЖ).

Слід відмітити, що конфігурації типу P, 3 та Д можуть мати різновиди, які обумовлено числом ліній, наприклад, P21, 321 або Д21, в яких на головній ділянці дві лінії, а на інших ділянках – одна.

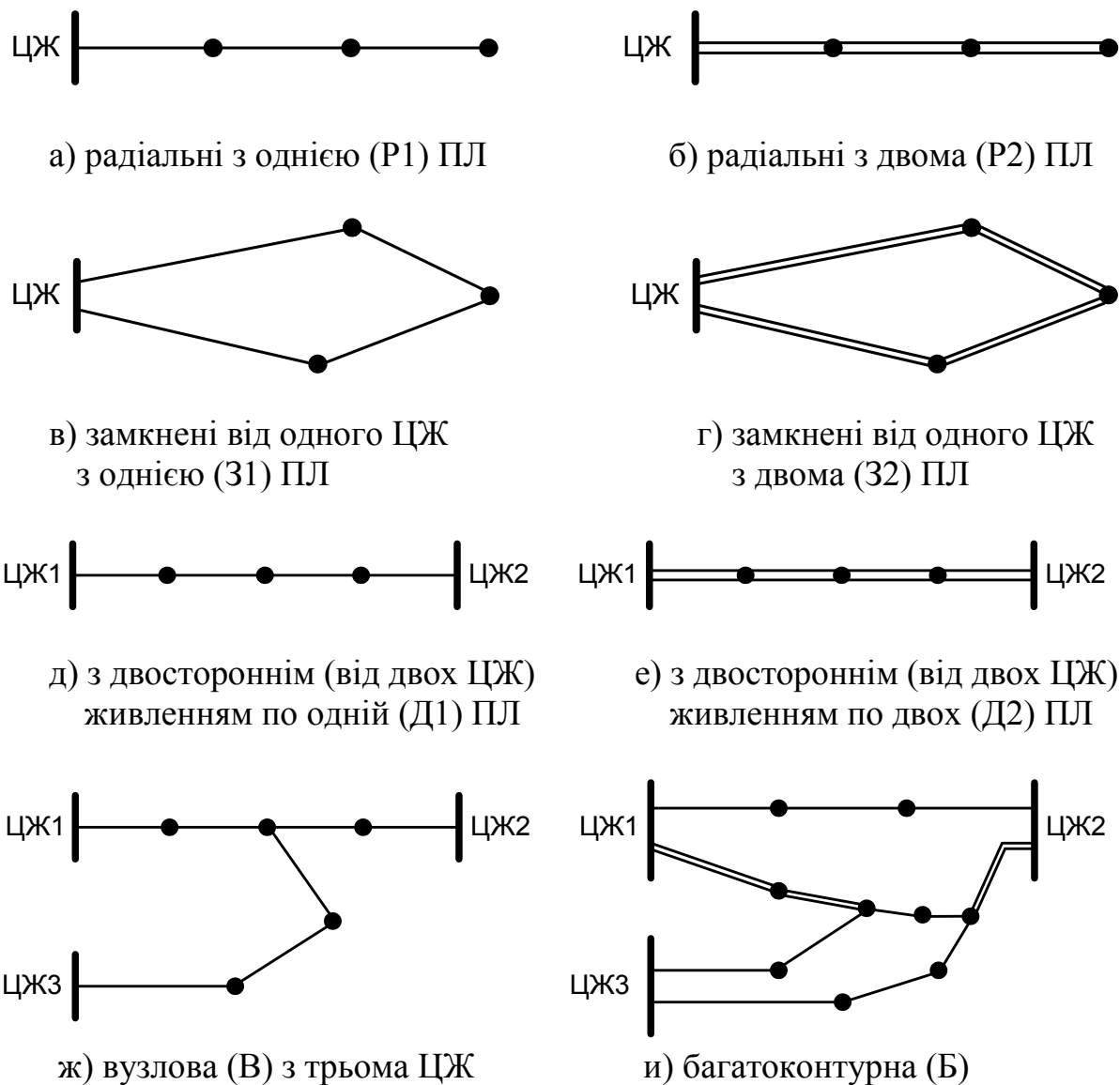


Рисунок 1.1 – Основні типи конфігурації мережі

Схеми типу В і особливо Б в динаміці можуть поділятися на елементарні конфігурації типу Р, З або Д, якщо деякі вузлові точки ліквідуються з появою в розглядуваній мережі нових ЦЖ. В процесі розвитку мережі виникають також перетворення простих типів схем в складніші: Р1 – в Р2, Д1 або Д2; Д1 – в Д2 або В тощо.

Використання різних конфігурацій в енергосистемі або її частині визначається рядом факторів: географічними умовами, ступенем розвитку мережі, характером споживачів, поверхневою щільністю навантаження тощо.

Найпростіша конфігурація Р1 як кінцевий етап розвитку мережі використовується дуже рідко: тільки для живлення споживачів третьої категорії (наприклад, насосних станцій зрошення земель). На практиці зустрічаються окремі випадки живлення однієї підстанції по двох незалежних схемах Р1 від двох різних джерел. Це має місце при підвищених вимогах до на-

дійності електропостачання та прагнення до мінімальної кількості апаратів, які встановлено на стороні ВН підстанції (наприклад, в умовах забрудненої атмосфери). Найчастіше схема Р1 є першим етапом схем Д1, З1, іноді Р2 і використовується за малих навантажень та наявності резервування по мережі вторинної напруги. Це положення підтверджується даними статистичного аналізу, з якого випливає, що в перспективі питома вага таких схем має тенденцію до зниження.

Конфігурація Р2 використовується, як правило, в районах з високою щільністю навантажень за невеликих відстаней від вузлів споживання до ЦЖ. Зустрічаються два різновиди схеми Р2: живлення споживачів здійснюється по двох ПЛ на різних опорах або по одній дволанцюговій ПЛ. В другому випадку надійність електропостачання нижча, однак незначно, що, як правило, окупається зменшенням капіталовкладень та відчуженням землі.

У схемі Р2 рівномірно завантажуються обидві ПЛ, що відповідає мінімуму втрат. Схема Р2 не викликає збільшення рівня струмів КЗ на суміжних ділянках мережі, дозволяє здійснити чітке ведення режиму роботи, забезпечує можливість приєднання підстанцій по простих схемах. Ці переваги конфігурації Р2 визначають її широке використання в мережах 110 і 220 кВ. В мережах 330 кВ використання цієї схеми обмежено, що пояснюється поганим використанням пропускної здатності ПЛ (потужність автотрансформатора, який приєднано до однієї ПЛ, як правило, становить 200 МВА, а пропускна здатність ПЛ – 300÷500 МВт). В перспективі схема Р2 може при появі другого ЦЖ розвиватися в схему Д2.

Під час електропостачання району від одного ЦЖ знаходять використання також конфігурації З1 та З2. Такі схеми побудови мережі використовуються при електропостачанні середніх та малих міст (перший етап розвитку). Перевагами цих схем, як і радіальних, є: незалежність потокорозподілу від суміжної мережі; відсутність впливу на рівень струмів КЗ в прилеглих мережах; простота та можливість типізації схем приєднання підстанцій. Схеми типу З за рахунок введення нових ЦЖ з розрізанням «кільця» легко перетворюються на схеми типу Д. В мережах 110÷220 кВ іноді зустрічається схема З21, яка складається з дволанцюгових та одноланцюгових ділянок мережі, що живляться від одного ЦЖ. Така схема, як правило, є результатом розвитку схеми Р2 або Р1. В мережах 330 кВ схеми З1 зустрічаються рідко, а З2 не використовуються.

Конфігурація Д1, як правило, є результатом розвитку схеми Р1 або З1 при зростанні навантажень та появі нових ЦЖ. Така схема є наслідком поступового розвитку мережі району, в мережах 110÷220 кВ використовується при малих та середніх щільностях навантажень, а в мережі 330 кВ – незалежно від щільності навантажень.

Перевагами такої конфігурації є:

- можливість поетапного розвитку мережі; охоплення території мережами, можливість приєднання до ПЛ між двома ЦЖ, за необхідності, нових підстанцій;
- висока надійність електропостачання, оскільки кожна підстанція, яка приєднана до мережі, має двостороннє живлення;
- зменшення довжини ПЛ порівняно з приєднанням кожної нової підстанції до мережі «коротким шляхом», який призводить до створення складнозамкненої, багатоконтурної мережі;
- можливість типізації та уніфікації РУ ВН підстанцій, які приєднуються, та використання спрощених схем, оскільки до кожної підстанції приєднуються дві ПЛ.

Під час використання конфігурації Д1 повітряні лінії мають проектуватися таким чином, щоб пропускна здатність за нагрівом проводів головних ділянок (від ЦЖ до ближніх підстанцій) забезпечувала в післяаварійному режимі електропостачання всіх приєднаних підстанцій.

Разом з тим схема Д1 має і деякі недоліки. При паралельній роботі мереж різних класів напруг можливий неекономічний поточкорозподіл, який пов'язаний з порушенням однорідності мережі, що призводить до додаткових втрат електроенергії. Значне перевантаження розподільної мережі та збільшення втрат виникають при паралельній роботі мережі 110÷330 кВ з мережею вищої напруги, якщо до шин 110÷330 кВ одного з ЦЖ приєднано генератори електростанцій. Зниження втрат потужності в такого роду конфігураціях можна досягнути шляхом секціонування мережі або примусового поточкорозподілу за допомогою агрегатів поздовжньо-поперечного регулювання. Секціонування мережі потребується також в ряді випадків для зниження рівнів струмів КЗ. Однак, ці недоліки мають місце при невеликих відстанях між ЦЖ та невеликій протяжності розподільних мереж між ними. Так, виконаний для мережі 110 кВ аналіз показав, що при відстанях між ЦЖ, більших 40–50 км, секціонування за умовою зниження втрат електроенергії та рівнів струмів КЗ не потрібне. В мережі 330 кВ при відстанях між ЦЖ, які очікуються в перспективі, таке секціонування може знадобитися тільки в окремих випадках.

Конфігурація Д1 в мережах 110÷220 кВ використовується достатньо часто, а в мережах 330 кВ ця схема є основною.

Конфігурація Д2 є модифікацією Д1 і використовується в мережах 110÷220 кВ при більш високих щільностях навантажень, має аналогічні переваги та недоліки порівняно зі схемами Р та З. Додаткова перевага – можливість використання підстанцій без вимикачів на стороні ВН при збереженні високої надійності електропостачання. Використовується для електропостачання «протяжних» споживачів (залізних доріг, газо- і нафтопроводів тощо) в умовах низької щільності навантаження прилеглих районів, (тобто за відсутності по трасі залізних доріг або трубопроводів розвинутих розподільних мереж), а також в містах. Частота використання цієї схеми в мережі 110÷220 кВ дуже висока: вона може використовуватися тривалий

період без перетворення. В мережах 330 кВ використання практично не знаходить. Підсилення схеми Д2 здійснюється при «накладанні» мережі ВН шляхом розрізання та заходу на новий центр живлення.

Конфігурація В – дуже надійна, але має недоліки схем Д1 та Д2, погано керована в режимному відношенні, потребує спорудження вузлової підстанції. Як правило, створення в проектованій мережі вузлової точки є вимушеним: при виникненні технічних обмежень для подальшого використання схеми Д1 і неможливості її перетворення в дві схеми Д1 шляхом заходу на новий ЦЖ.

Конфігурація Б в більшості випадків є результатом тривалого некерованого розвитку мережі і потребує, як правило, високих першопочаткових та щорічних витрат. Пояснюється це складністю схем підстанцій, що підключаються до неї, нерівномірністю завантаження ліній, труднощами ведення режиму тощо. Використання цієї схеми також є вимушеним в умовах обмеженої кількості та нерівномірного розташування ЦЖ.

Використання конфігурацій В та Б для мережі 110÷220 кВ незначне (8÷20 %), що свідчить про наявність розвиненої мережі наступного ступеня напруги (220÷330 кВ для 110 кВ та 500 кВ для 220 кВ), достатньо рівномірне розташування ЦЖ і можливість використання простих конфігурацій.

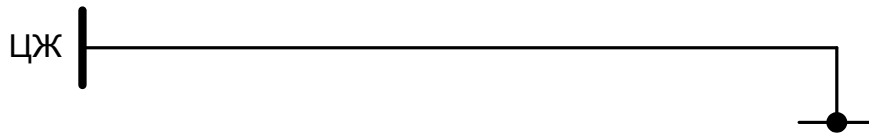
В мережі 330 кВ питома вага складних конфігурацій (В та Б) значна (40 %). Це є наслідком того, що мережа 750 кВ ще не стала розгалуженою, міжсистемні функції значною мірою виконує мережа 330 кВ, для якої використання простих конфігурацій (типів Р1, Р2, 31, 32) обмежене.

1.4 Типові схеми електричних з'єднань електричних мереж та галузь їх застосування

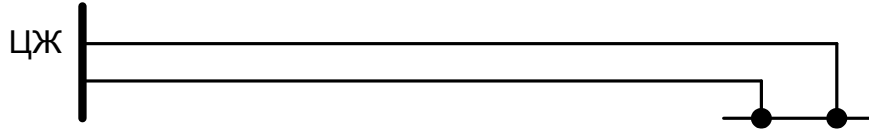
Основними ознаками, які характеризують схему електричної мережі, є розташування та спосіб приєднання підстанцій, які є комутаційними пунктами. Визначальним фактором для вибору місця розташування підстанції є навантаження та схема мережі нижчої напруги, для живлення якої призначена підстанція, яка розглядається. Схема приєднання підстанції до мережі вищої напруги визначається її конфігурацією в районі розташування підстанції.

Визначення підстанцій за їх розташуванням та способом приєднання до мережі можна встановити, виходячи з використовуваних конфігурацій мережі та з врахуванням положення про приєднання всіх підстанцій 110÷330 кВ не менше ніж по двох ПЛ; приєднання по одній ПЛ розглядається як перший етап розвитку мережі. Можливі схеми приєднання підстанцій наведено на рисунку 1.2.

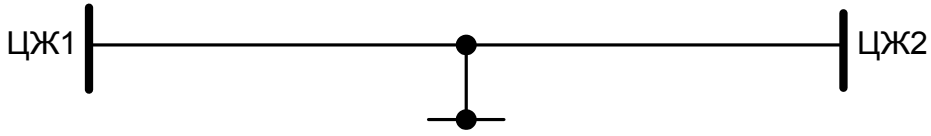
Тупикові підстанції живляться по одній (Т1) або двох (Т2) окремих лініях (рис. 1.2, а, б).



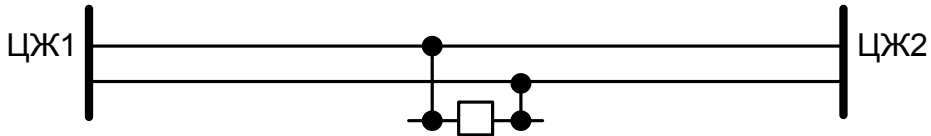
а) тупикові до однієї (Т1) ПЛ



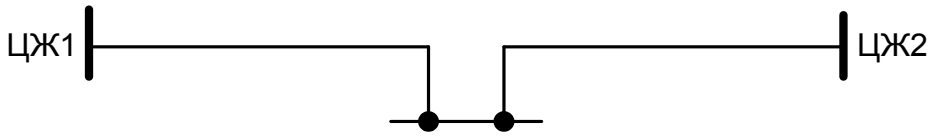
б) тупикові до двох (Т2) ПЛ



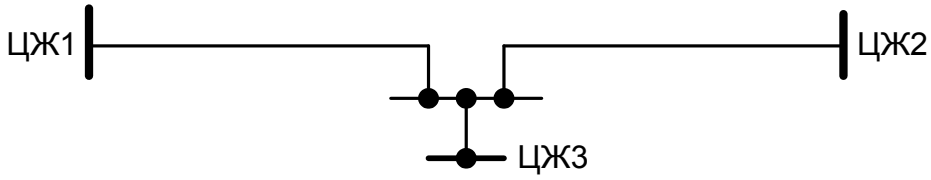
в) відгалужувальні від однієї (В1) ПЛ;



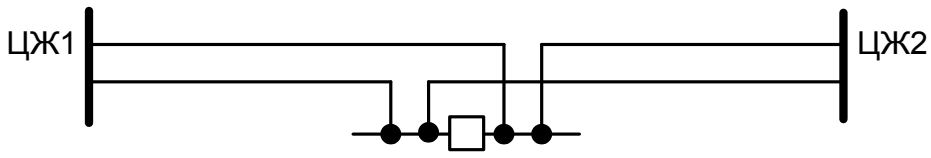
г) відгалужувальні від двох (В2) ПЛ



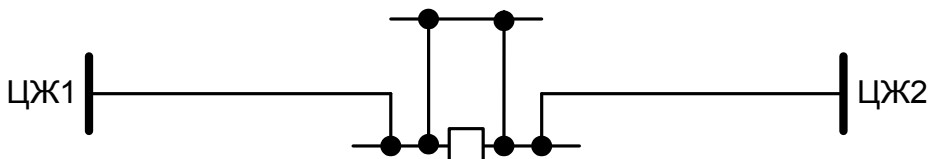
д) прохідна з заходом однієї (П) ПЛ



е) вузлова (В31) з приєднанням по трьох ПЛ



ж) вузлова (В32) з приєднанням більше трьох ПЛ



и) вузлова (В33) з приєднанням по двох живильних ПЛ з відхідними радіальними ПЛ

Рисунок 1.2 – Основні типи приєднання підстанцій до мережі

Відгалужувальні підстанції приєднуються до однієї (В1) або двох (В2) прохідних ліній на відгалуженні (див. рис. 1.2, в, г).

Прохідні підстанції (П) приєднуються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням (див. рис. 1.2, д).

Вузловими підстанціями (В3) прийнято називати підстанції, які приєднано до мережі по трьох і більше живильних лініях (див. рис. 1.2, е, ж). Іноді до вузлових відносять всі підстанції, до шин яких приєднано три і більше ПЛ, незалежно від того, чи є вони живлячими (наприклад, підстанції по схемі рисунку 1.2, и).

Відгалужувальні та прохідні підстанції об'єднують терміном «проміжні», який використовується при нормуванні кількості підстанцій, що приєднані до одно- або дволанцюгової ПЛ між двома центрами живлення або двома вузловими підстанціями, які живляться по трьох і більше лініях.

Терміном «транзитна» позначається підстанція, через шини ВН якої можуть здійснювати перетоки потужності між окремими точками мережі. Транзитними можуть бути як прохідні, так і вузлові підстанції.

В нормативних документах часто використовується термін «опорна підстанція», під яким розуміють в деяких випадках підстанції наступної, за розглядуваним ступенем, напруги (наприклад, підстанція 220 (330)/110 кВ для мережі 110 кВ), а в інших – вузлові підстанції з трьома і більше живильними ПЛ.

Використання тих або інших схем приєднання підстанцій залежить від конфігурації мережі, при цьому багато схем можуть використовуватися при різних конфігураціях.

Схеми Т1 та В1 є проміжним етапом розвитку мережі, тому під час проектування має бути визначена кінцева схема. Схему Т1 можна перетворити на Т2 (при появі в перспективі другої радіальної лінії) або на П1 (при продовженні радіальної лінії до другого центра живлення, тобто перетворення конфігурації Р1 на Д1); схему В1 можна відповідно перетворити на В2 або П1.

Схеми Т2 та В2 розглядаються як кінцеві. Типи Т і В характеризуються однаковими схемами електричних з'єднань і розрізняються тільки місцеположенням підстанцій в мережі. Ці схеми не забезпечують секціонування мережі. Завдяки наявності простих та дешевих апаратів на напругу 110÷220 кВ (віддільники та короткозамикачі) для підстанцій, які приєднуються до мережі таким чином, можна використовувати спрощені схеми електричних з'єднань, що визначає невеликі витрати на їх спорудження. Внаслідок цього питома вага таких схем значна і становить для мережі 110 кВ приблизно 60 %, 220 кВ – приблизно 30 %. При цьому чітко спостерігається тенденція зниження в перспективі частки схем Т1, В1 і збільшення частки схем Т2, В2. Зменшення частки тупикових і відгалужувальних схем в мережі 220 кВ порівняно з мережею 110 кВ витікає з більш високих вимог до надійності живлення підстанцій 220 кВ внаслідок їх значно більшого навантаження. Тому в мережах 220 кВ на кожному етапі розвит-

ку значно менша частка однотрансформаторних підстанцій, які живляться по одній ПЛ (схеми Т1, В1), і при приєднанні до дволанцюгових конфігурацій часто використовується схема заходу, ніж двох відгалужень. Більш низька питома вага радіальних дволанцюгових схем (Т2) пояснюється тим, що радіальні глибокі вводи в містах і на промислових підприємствах часто використовуються на напругу 110 кВ.

В мережі 330 кВ використання всіх типів спрощених схем надто обмежено (приблизно 15 %) і основна їх частина припадає на схеми Т1, які є початковим етапом спорудження відповідних ділянок мережі з наступним розвитком в схему П. Схеми Т2 використовуються в окремих випадках: для приєднання підстанцій, які розташовано на невеликих відстанях від ЦЖ або від вузлових підстанцій 330 кВ. Схеми приєднання підстанцій 330 кВ на відгалуженнях також використовуються дуже рідко: схема В1 – як перший етап приєднання підстанції (при одному автотрансформаторі) з наступним розвитком в схему П; схема В2 – при приєднанні проміжної підстанції до конфігурації Д2.

Таким чином, можна констатувати, що зі зростанням напруги мережі частка використання тупикових і відгалужувальних схем суттєво знижується.

Схема типу П є найпоширенішою (в мережі 110 кВ – приблизно 30 %, 220 кВ – 45 %, 330 кВ – 45÷50 %), оскільки може використовуватися практично при будь-якій конфігурації мережі, створює можливість її секціонування, дозволяє забезпечити високу надійність електропостачання споживачів.

Схема типу В3 – приєднання до підстанції трьох і більше ліній – є найбільш складною і потребує значних витрат на спорудження та експлуатацію підстанції. Її використання є неминучим в конфігураціях В та Б (див. рис. 1.1). Використання таких приєднань зростає із збільшенням напруги розподільних мереж (110 кВ – приблизно 15 %, 220 кВ – 25 %, 330 кВ – 35÷40 %).

Якщо виключити відгалужувальні тупикові схеми, то використання прохідних та вузлових схем в мережах 110 і 220 кВ приблизно однакове (біля 65 % прохідних та 35 % вузлових від суми цих схем). В мережах 330 кВ частка використання прохідних та вузлових схем приблизно однакова – по 50 %. Це пояснюється тим, що мережа 330 кВ, яка розглядається на цьому етапі, продовжує значною мірою залишатися системоутворювальною, що визначає її більш складну конфігурацію.

1.5 Основні принципи побудови схем електричних мереж та уніфікація їх елементів

Схема електричної мережі є результатом оптимального сполучення конфігурації мережі та схем приєднання до неї понижувальних підстанцій. Електрична мережа є структурою, яка постійно розвивається, і тому вона

не може мати кінцевої конфігурації та схеми. В той же час кожний елемент мережі – лінія і підстанція – має мати кінцеві параметри та характеристики. Це протиріччя можна усунути шляхом розробки загальної конфігурації розвитку мережі на достатньо тривалу перспективу, яка відповідає терміну служби об'єктів мережі; ця концепція має враховувати раціональне перетворення конфігурацій окремих використовуваних ділянок мережі із їх розвитком.

Одним з основних принципів такої концепції має бути зведення до раціонального мінімуму характеристик і параметрів елементів мережі з метою забезпечення їх уніфікації та індустріалізації будівництва. Основою раціональної побудови мережі є використання простих типів конфігурації та застосування як комутаційних пунктів, головним чином, підстанцій наступного ступеня напруги, які є центрами живлення для мережі, що розглядається. При цьому досягається [5]:

- спрощення ведення режимів роботи мережі для забезпечення оптимального поточкорозподілу та зниження рівня втрат;
- досягнення більш рівномірного завантаження окремих ділянок мережі та створення умов для зменшення номенклатури перерізів проводів ПЛ, що використовуються;
- забезпечення доцільних рівнів струмів КЗ за рахунок використання радіальних схем та за рахунок створення умов для оптимального секціонування замкнених схем;
- можливість використання простих схем приєднання до мережі підстанцій, які забезпечують типізацію та уніфікацію схем електричних з'єднань на стороні ВН;
- зниження капіталовкладень та витрат праці на спорудження елементів мережі при забезпеченні високого рівня надійності електропостачання;
- спрощення експлуатації за рахунок наочності схеми мережі та однотипності її елементів.

Рекомендації щодо використання окремих типів конфігурацій та схем приєднання підстанцій є результатом аналізу схем розвитку мережі 110÷330 кВ, а також оптимізаційних розрахунків. Побудова схем розглядається окремо для мереж 110÷220 кВ та 330 кВ, що обґрунтовується такими відмінностями між цими класами мереж:

- мережі 110÷220 кВ є нині чисто розподільними, в той час як мережі 330 кВ значною мірою виконують міжсистемні функції (внаслідок відсутності розгалуженої мережі 750 кВ);
- наявність простих і дешевих комутаційних апаратів (віддільників) на 110÷220 кВ обумовила широке використання в мережах цих напруг спрощених схем підстанцій; в мережах 330 кВ при будь-яких схемах використовуються дорогі вимикачі;

- використання на ПЛ 330 кВ розщепленої фази призвело до того, що пропускна здатність лінії суттєво перевищує граничну потужність автотрансформаторів з ВН 330 кВ.

Як показано вище, схеми мереж 110÷220 кВ можна побудувати з використанням, головним чином, радіальних схем (Р1 та Р2), а також одинарних та подвійних ліній з двостороннім живленням (Д1 і Д2).

Радіальна одинарна схема Р1 як кінцева схема може бути рекомендована в обмежених випадках, схема Р2 знаходить достатньо широке використання. Схеми приєднання підстанцій до радіальної конфігурації мережі вирішуються одноваріантно: спрощені без вимикачів. Секціонування подвійних ПЛ 110 кВ з одностороннім живленням, як правило (при приєднанні двох-трьох підстанцій), виявляється неефективним. Умовами, які обмежують використання цієї схеми, є завантаження головних ділянок ПЛ і напруга в найбільш віддаленій від джерела точці. При середніх щільностях навантаження 50÷60 кВт/км² цим умовам відповідає протяжність ПЛ до 70÷80 км з приєднанням двох-трьох підстанцій з сумарним навантаженням до 50÷60 МВт.

Для одинарних та подвійних ліній з двостороннім живленням (Д1 і Д2) мають бути вирішені такі питання:

- розроблено оптимальні схеми приєднання проміжних підстанцій;
- визначено граничні умови використання: протяжність ПЛ, кількість приєднаних проміжних підстанцій;
- встановлено раціональні способи перетворення цих конфігурацій при досягненні граничних умов.

Для визначення способу приєднання проміжних підстанцій до конфігурації Д1 в мережі 110 кВ було виконано розрахунки для таких граничних схем (рисунк 1.3):

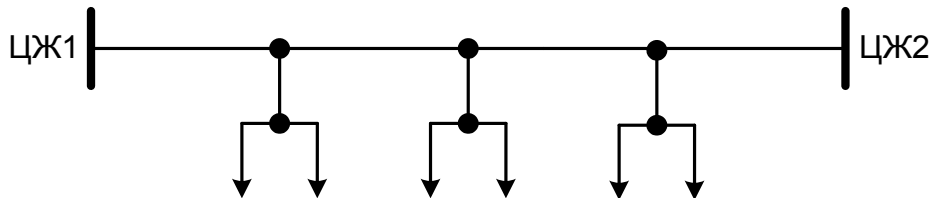
- всі підстанції приєднуються на відгалуженнях (рис. 1.3, а);
- всі підстанції приєднуються до розсічки ПЛ з встановленням секційних роз'єднувачів (неавтоматична перемичка, рис. 1.3, б);
- всі підстанції приєднуються до розсічки ПЛ з встановленням секційного вимикача (автоматична перемичка, рис. 1.3, в).

Довжина живильної ПЛ варіювалася від 20 до 100 км, довжина відгалужень – від 2 до 10 км, кількість проміжних підстанцій – від 1 до 9.

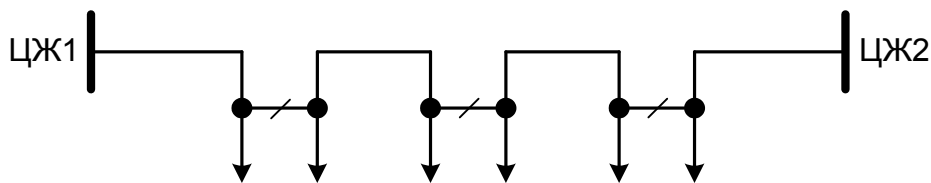
Виконані розрахунки показали таке [3, 5]:

- для середніх значень питомих збитків виконання заходів ПЛ 110 кВ на підстанцію, яка віддалена від живильної ПЛ на відстань до 10 км, з встановленням секційних роз'єднувачів є доцільним практично при будь-яких навантаженнях підстанцій;
- ефективність встановлення секційного вимикача при середніх значеннях питомих збитків підтверджена за навантажень підстанції 7÷9 МВт; при мінімальних значеннях питомих збитків ці навантаження становлять 30 МВт;

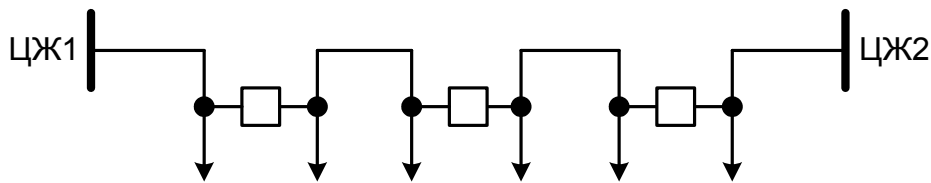
- обмежувачими умовами використання конфігурації Д1 з приєднанням проміжних підстанцій в розсічку лінії є сумарна протяжність ПЛ (100÷120 км, разом із заходами) і сумарне навантаження приєднаних підстанцій (60÷70 МВт для найбільш поширених перерізів ПЛ 110 кВ).



а) приєднання на відгалуженні



б) приєднання «захід-вихід» з неавтоматичною перемичкою



в) приєднання «захід-вихід» з автоматичною перемичкою

Рисунок 1.3 – Варіанти схем приєднання підстанцій до одинарної повітряної лінії з двостороннім живленням

З викладеного випливає, що для сучасного рівня розвитку електричних мереж, досягнутих щільностей навантажень ($50\div 60$ кВт/км²) і середніх потужностей підстанцій 110 кВ (29 МВА) до одноланцюгових ПЛ з двостороннім живленням (конфігурація Д1) доцільно приєднувати проміжні підстанції в розсічку лінії з встановленням секційного вимикача в перемичці. Встановлення вимикача, як правило, здійснюється з другим трансформатором. В окремих випадках (за наявності до моменту введення підстанції, що проектується, декількох одотрансформаторних підстанцій на відгалуженнях) секційний вимикач доцільно встановлювати з першим трансформатором (на підстанції, яка розділяє ПЛ приблизно на рівні частини за протяжністю та навантаженням).

При сучасних середніх потужностях підстанцій 110 кВ до конфігурації Д1 доцільне приєднання трьох проміжних підстанцій. Ця кількість відпові-

дає також вимогам виконання надійного релейного захисту, оскільки при більшій кількості підстанцій виникають труднощі в забезпеченні селективності його роботи.

Можливі варіанти перетворення конфігурації Д1 при технічних обмеженнях її подальшого використання наведено на рисунку 1.4.

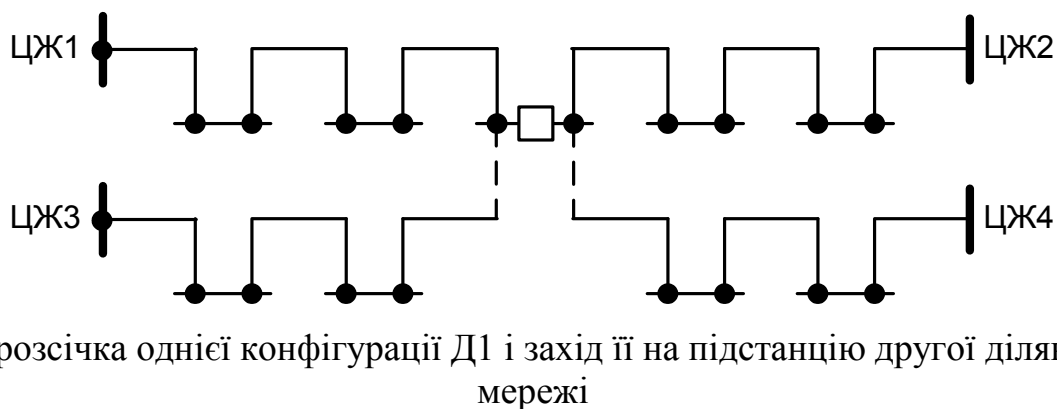
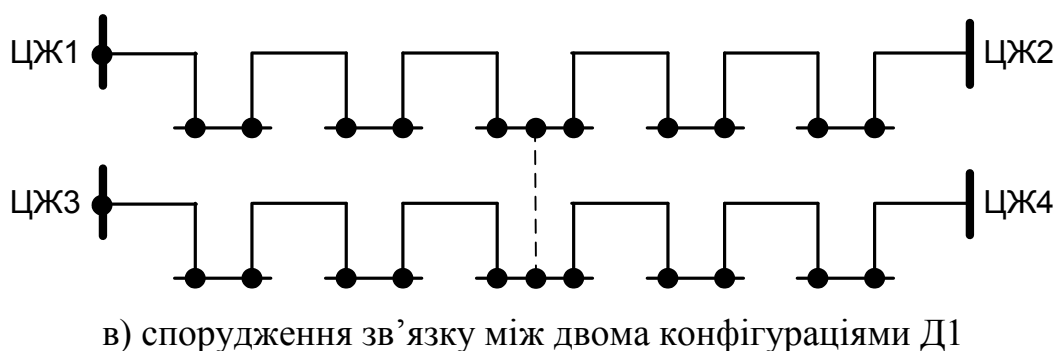
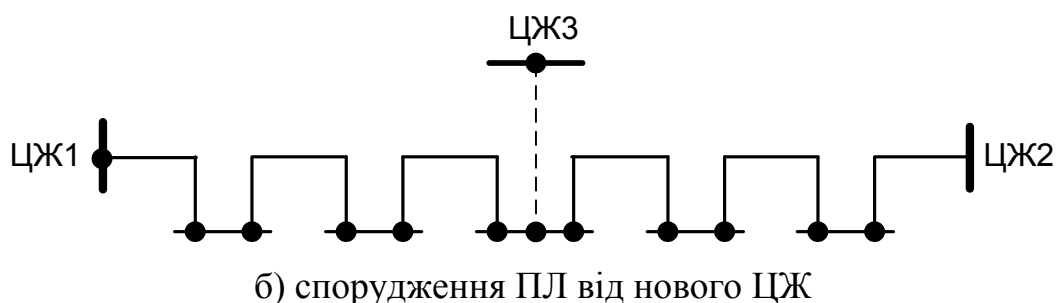
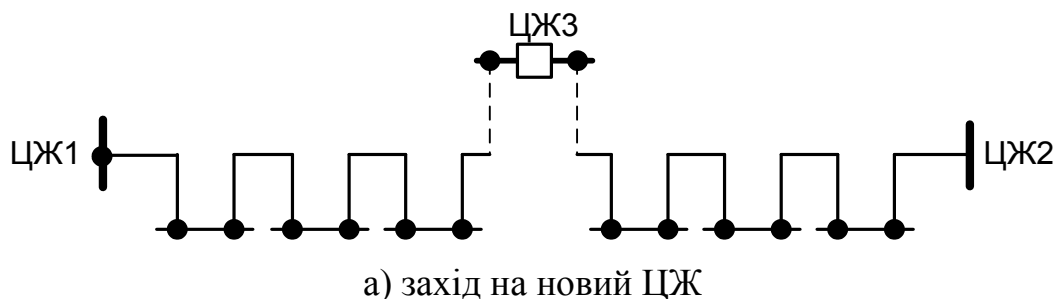


Рисунок 1.4 – Варіанти перетворення конфігурації мережі типу Д1

Схема рисунку 1.4, а) є найкращою, оскільки не ускладнює конфігурацію мережі та не потребує змінювання схем проміжних підстанцій, однак можливість її застосування обумовлена сприятливим розташуванням третього ЦЖ відносно мережі, що розглядається. Схеми рисунку 1.4, б), в) та г) призводять до створення вузлової конфігурації мережі та ускладнення схем окремих підстанцій. При цьому потрібно враховувати, що перехід від схеми проміжної підстанції, яка вмикається в розсічку ПЛ, до схеми вузлової підстанції, призводить до стрибкоподібного збільшення капіталовкладень. В ряді випадків застосування схем за рисунком 1.4, б), в) визначається доцільністю приєднання до новоспоруджуваної ПЛ нової проміжної підстанції.

Розглянемо граничні схеми для подвійних ПЛ з двостороннім живленням (конфігурація типу Д2, рисунок 1.5):

- приєднання всіх проміжних підстанцій відгалуженнями від двох ланцюгів (комутація типу В2, рис. 1.5, а);
- комутація всіх проміжних підстанцій за типом В2, за виключенням однієї, яка розташована приблизно по середині і на яку виконується захід двох ланцюгів ПЛ (комутація типу П2, рис. 1.5, б);
- приєднання підстанцій чергується через одну – відгалуження типу В2 – або захід по чергово одним ланцюгом типу П1 (рис. 1.5, в);
- всі проміжні підстанції приєднуються шляхом виконання заходів по чергово одного з ланцюгів дволанцюгової ПЛ (комутація типу П1, рис. 1.5, г).

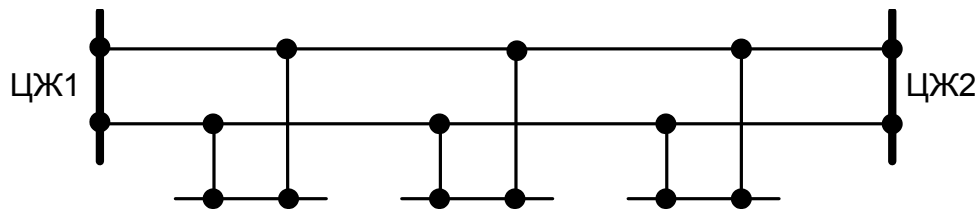
Розрахунки показали, що за сучасних щільностей навантажень та середньої потужності підстанцій приєднання проміжних підстанцій до конфігурації Д2 доцільно виконувати з по черговим використанням схем відгалужень та заходів (рис. 1.5, в).

Через наявність подвійної лінії конфігурація Д2 може використовуватися в мережах 110 кВ для значного сумарного навантаження підстанцій, які приєднуються, (до 100÷120 МВт) при загальній довжині лінії 120÷180 км, що при сучасній щільності навантажень відповідає чотирьом-п'яти підстанціям.

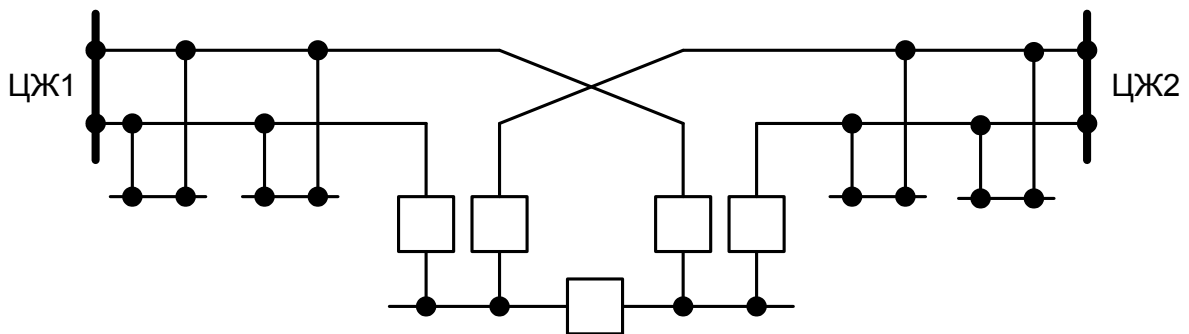
Велика пропускна здатність мережі, яка виконана за конфігурацією Д2 (при середньому перерізу ПЛ 110 кВ на головній ділянці можна передати за умовою допустимого нагріву проводів потужність близько 150 МВт) дозволяє використовувати її тривалий час без перетворень на інші типи. В окремих випадках може виникнути техніко-економічна доцільність виконання заходу на новий ЦЖ, який розташовано сприятливо відносно мережі, з розділенням її приблизно на дві рівні частини.

Аналіз співвідношення вартісних показників спорудження мереж 110 та 220 кВ з врахуванням пропускних можливостей ліній та середніх значень навантажень підстанцій дозволяє зробити висновок про можливість поширення більшості висновків, які отримано для мережі 110 кВ, на мере-

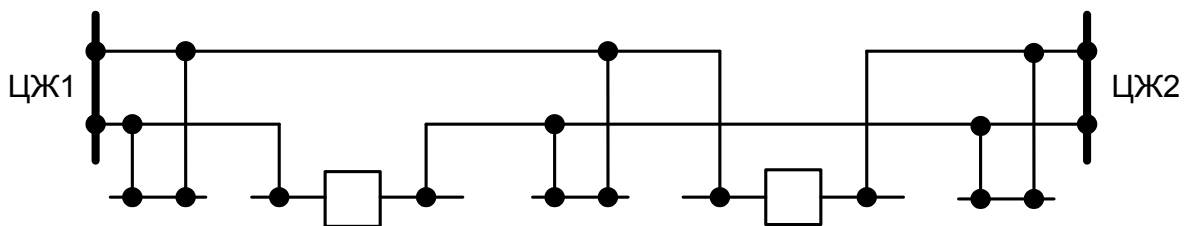
жу 220 кВ. Менше застосування, ніж в мережі 110 кВ, потрібно мати конфігурації Р2.



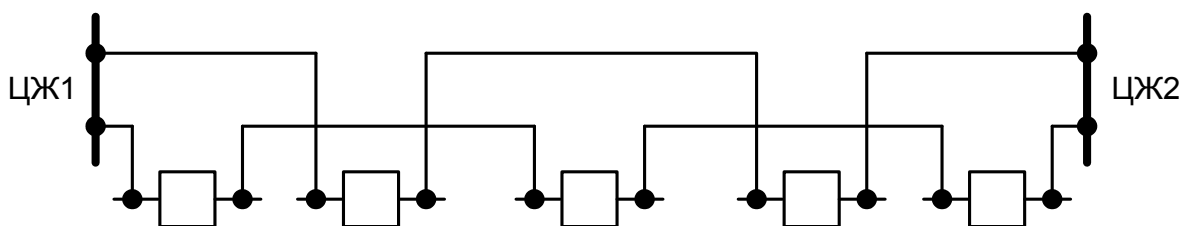
а) приєднання всіх підстанцій на відгалуженнях



б) те ж, але з заходом обох ПЛ на одну з підстанцій



в) з почерговим приєднанням на відгалуженнях та в розсічку кожної повітряної лінії



г) з приєднанням всіх підстанцій в розсічку кожної ПЛ (почергово)

Рисунок 1.5 – Варіанти схем приєднання проміжних підстанцій до подвійних повітряних ліній з двостороннім живленням

Граничними умовами застосування в мережі 220 кВ конфігурації Д1 можна вважати відстань 200÷250 км при сумарному навантаженні приєднаних підстанцій 300 МВт, а для конфігурації Д2 – 250÷400 км при навантаженні 500÷600 МВт. Викладене вище дозволяє зробити такі висновки:

- оптимальну побудову схем електричних мереж 110÷220 кВ можна здійснювати з використанням, в основному, простих конфігурацій: радіальних Р2, а також одинарних та подвійних ліній з двостороннім живленням Д1, Д2;
- застосування складних конфігурацій (вузлових В3 та багатоконтурних Б) має бути мінімальним за неможливості використання простих конфігурацій; із розвитком мережі наступного класу напруги та збільшенням кількості ЦЖ для мережі, яка розглядається, питома вага застосування складних конфігурацій зменшується;
- використання простих конфігурацій мережі дозволяє здійснювати приєднання 75÷85 % підстанцій 110÷220 кВ по двох ПЛ;
- інші підстанції мають приєднуватися до мережі по трьох–чотирьох ПЛ; захід на підстанцію 110÷220 кВ більше чотирьох ПЛ за умовою оптимальної побудови мережі не обґрунтовується.

Конфігурація та схеми мережі 330 кВ визначається такими основними факторами [2, 5]:

- зберіганням протягом найближчої перспективи (до створення розгалуженої мережі 750 кВ) функцій міжсистемної мережі;
- взаємним розташуванням центрів живлення (електростанцій та підстанцій 750 кВ) та навантажувальних вузлів мережі;
- співвідношенням пропускної здатності ліній та потужності підстанцій 330 кВ.

Радіальна одинична конфігурація Р1 застосовується в процесі реалізації проектної схеми мережі як першого етапу за умови, що дефіцит навантажувального вузла в післяаварійному режимі не перевищує (з урахуванням можливості резервування по мережі 110 кВ) 25 % максимуму навантаження вузла. До моменту, коли ця умова перестає виконуватися, схема Р1 має бути перетворена на Р2 або Д1. Для приєднання тупикової підстанції до мережі, що має конфігурацію Р1, використовується схема типу «Блок лінія–трансформатор з роз'єднувачем та передачею телевимикального сигналу на ЦЖ» (при перетворенні, що намічається, в конфігурацію Р2) або з встановленням двох вимикачів при перетворенні, що намічається, в конфігурацію Д1.

Радіальна подвійна лінія Р2 в мережах 330 кВ може бути застосована в обмеженій кількості випадків: при невеликій відстані (до 30÷35 км) від вузла навантаження до ЦЖ. Використовується схема приєднання типу «Підстанція–два блоки лінія–трансформатор з роз'єднувачем та передачею телевимикального сигналу на живлячий кінець ПЛ». Недоліком такої схеми є неповне використання пропускної здатності ПЛ 330 кВ.

Приєднання нових підстанцій 330/110 кВ на території між двома існуючими магістралями типу Д1 можна здійснити шляхом створення нової магістралі між тими самими ЦЖ (рисунок 1.7, а). Таке рішення є доцільним, якщо розрив між необхідними термінами введення цих підстанцій невеликий, що дозволяє протягом деякого часу жити частину з них по радіальних повітряних лініях (наприклад, спочатку споруджується ПЛ ЦЖ1 – підстанція 1 і підстанція 1, потім ПЛ ЦЖ2 – підстанція 3 і підстанція 3, а потім – ПЛ підстанція 3 – підстанція 2 – підстанція 1 і підстанція 2).

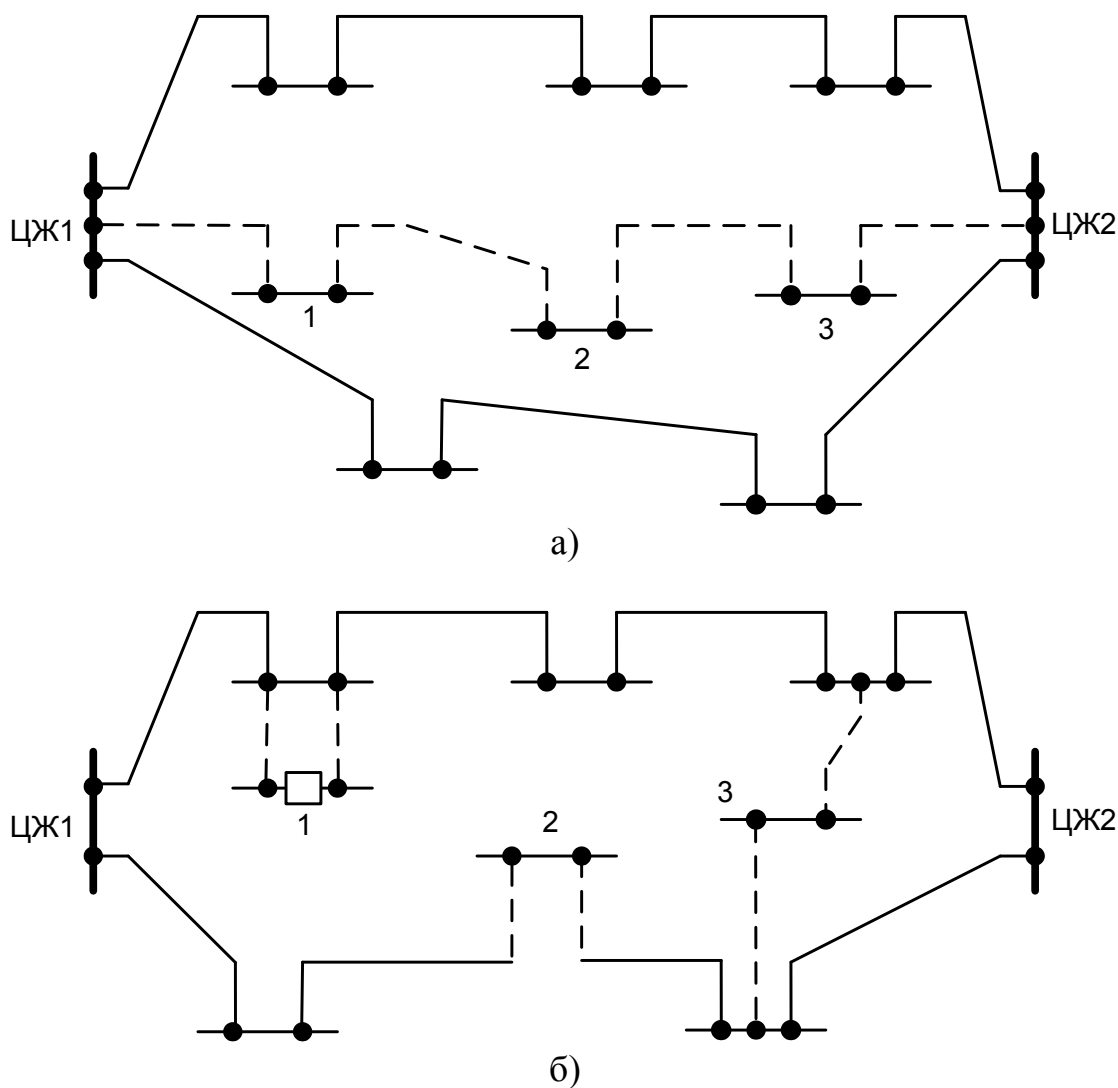


Рисунок 1.7 – Варіанти приєднання до мережі 330 кВ нових підстанцій

При значній різночасності спорудження підстанцій, які намічаються, можна розглядати такі варіанти їх приєднання (рис. 1.7, б):

- подвійна радіальна лінія від однієї з існуючих проміжних підстанцій з перетворенням її у вузлову при невеликій відстані від цієї підстанції;
- увімкнення в розсітку конфігурації Д1 (підстанція 2) при невеликій відстані від лінії та наявності запасу пропускної здатності;

- спорудження поперечного зв'язку між двома конфігураціями Д1 (підстанція 3); таке рішення, хоча воно і знаходить застосування в окремих випадках, потрібно вважати менш доцільним, оскільки одна з двох ліній поперечного зв'язку, як правило, не завантажена і використовується, головним чином, для резервування.

Техніко-економічна доцільність того або іншого рішення залежить від багатьох конкретних умов (навантаження нових підстанцій, їх розташування відносно існуючої мережі, пропускної здатності існуючої мережі тощо). При цьому прийняттю рішень щодо схеми приєднання кожної підстанції має передувати дослідження із загальної концепції розвитку мережі цього району на достатньо далеку перспективу. Викладені міркування дозволяють зробити такі висновки при тенденції розвитку мережі 330 кВ:

- основним типом конфігурації мережі на перспективу має залишатися магістральна лінія з двостороннім живленням (типу Д1), яка дозволяє оптимізувати поточкорозподіл в мережі та здійснити її секціонування для обмеження зростання струмів КЗ;
- підстанції 330 кВ приєднуються до повітряної лінії такої конфігурації в розсічку;
- питома вага підстанцій, які приєднані до мережі по двох повітряних лініях, буде становити в перспективі 60÷65 %;
- приєднання до мережі 330 кВ частини потужності новоспоруджуваних електростанцій призводить до створення складних конфігурацій (типу В та Б) і, отже, до появи підстанцій 330 кВ, які приєднано до мережі по трьох–чотирьох ПЛ; питома вага таких підстанцій в перспективі становитиме 30÷35 %;
- в спорудженні підстанцій 330 кВ, які приєднано до мережі більше ніж по чотирьох ПЛ, як правило, немає необхідності.

1.6 Типові схеми електричних мереж для електропостачання окремих груп споживачів

Практика проектування містить принцип та норми побудови електричної мережі для електропостачання груп споживачів, які об'єднані спільністю території або технологічного процесу. До них відносяться комплекси споживачів, які розташовані на території міст, крупні промислові підприємства та вузли, споживачі електрифікованого залізничного та трубопровідного транспорту, споживачі в сільській місцевості.

В містах зосереджена більша частина споживачів електроенергії (75 %). Це визначає суттєвий вплив схем електропостачання міст на загальну побудову електричної мережі.

Схеми електричних мереж міст мають задовольняти специфічні умови: висока щільність електричних навантажень (в районах комунально-побутового споживання – до 9÷12 МВт/км², в окремих промислових зонах – до 30 МВт/км²), обмежені можливості вибору трас ПЛ та майданчиків пі-

дстанцій, підвищені архітектурно-естетичні вимоги до споруджуваних елементів мережі.

Вирішальна роль електроенергії в забезпеченні життєдіяльності міста потребує високої надійності електропостачання. Значна кількість електроприймачів відноситься до першої категорії. Схема живлення міського ЦЖ з сумарним навантаженням 10 МВА і більше також має задовольняти вимоги, які висуваються до системи електропостачання електроприймачів першої категорії.

Джерелом електропостачання великих (150÷250 тис. мешканців), крупних (250÷500 тис. мешканців) та найбільших (500 тис. і більше мешканців) міст є електростанції, які розташовано на території міста (як правило, ТЕЦ), та мережі енергосистем (в основному 220 кВ і вище).

Основною системою напруг для електропостачання міст є 110/10 кВ, а для крупних – 220 (330)/110/10 кВ. Мережі 35 кВ, які отримали на певному етапі значний розвиток, поступово ліквідуються. Частка глибоких вводів 220 (330)/10 кВ зараз незначна (менше 1 %). Це пояснюється тим, що труднощі виведення з підстанції 220 (330)/10 кВ значної кількості кабельних ліній визначає її максимальну потужність, яка сумірна з потужністю підстанції 110/10 кВ (2×63 МВА). З врахуванням незначних відстаней передачі потужності в умовах міста глибокі вводи 220 (330)/10 кВ, як правило, не мають техніко-економічних переваг.

Для великих міст можна відмітити декілька етапів розвитку електричної мережі 110–220 (330) кВ. Перший етап є початковою стадією організації мережі від міської ТЕЦ, при якій окремі лінії та підстанції 110 кВ не являють єдиної чіткої системи електропостачання. На другому етапі, який пов'язаний з появою першої підстанції 220/110 кВ, вже проступають принципи формування мережі. Третій та четвертий етапи характеризуються процесом остаточного формування мережі 110 кВ та створенням мережі 220 кВ системи електропостачання міста.

Мережа 110 кВ, як правило, споруджується у вигляді кільця, яке охоплює місто та проходить по його окраїнах. Це кільце виконує роль збірних шин, які приймають електроенергію від ЦЖ та розподіляють її по районах міста через підстанції 110/10 кВ. Замкнена мережа кільцевої конфігурації забезпечує надійну та гнучку систему електропостачання. Крім того, забезпечується економічний розвиток мережі 110 кВ із зростанням електричних навантажень.

Таким чином, конфігурація міської мережі 110 кВ в процесі розвитку перетворюється із Р2 на З2, а потім на Д2. Хоча радіальні схеми мають низку переваг порівняно з замкненими, використання їх як кінцевих в містах обмежено, оскільки вони характеризуються гіршим використанням ПЛ, меншою гнучкістю та надійністю електропостачання.

Здійснення глибоких вводів в центральну частину міста можливо тільки при використанні кабельних ліній (КЛ) 110 кВ. Однак, через високу вартість КЛ (в 12÷15 разів більша, ніж ПЛ) їх використання обмежено декі-

лькама великими містами. В перспективі з врахуванням прогресу в кабельній промисловості застосування КЛ 110 кВ і вище збільшиться, що зробить суттєвий вплив на побудову схем електричних мереж міст.

Із розвитком міста та збільшенням його електричного навантаження навколо міста створюється мережа 220÷330 кВ (зазвичай кільцевої конфігурації), яка з'єднує центри живлення мережі 110 кВ. На мережу 220÷330 кВ перекладається забезпечення паралельної роботи центрів живлення, мережа 110 кВ може працювати розімкнено, виходячи з оптимального розподілення потоків потужності та забезпечення потрібних рівнів струмів КЗ.

Враховуючи високу цінність території міста, всі ПЛ в містах рекомендується виконувати дволанцюговими з перерізами проводів на один – два ступеня вище розрахункових значень. Аналіз показує, що близько 70 % ПЛ 110 кВ в містах зараз виконано з великими перерізами проводів (185 мм² і вище).

Всі підстанції 110 кВ приєднуються до мережі по двох ланцюгах з по черговим використанням схем відгалуження без вимикачів та заходів однієї ПЛ за схемою «містка» з вимикачем в перемичці. Використання простих схем на стороні 110 кВ в умовах міста особливо важливе через обмежену територію для їх розташування, а також необхідність виконання деяких підстанцій закритими (для обмеження шуму трансформаторів або за архітектурними вимогами). Тому як комутаційні пункти мережі 110 кВ потрібно використовувати центри живлення – підстанції 220 (330)/110 кВ.

Особливості схем електропостачання крупних промислових підприємств та вузлів визначаються концентрацією значного електричного навантаження на невеликій території, високими вимогами до надійності електропостачання, наявністю в деяких випадках шкідливих для ізоляції електроустановок викидів.

Основним джерелом електропостачання, як правило, є мережі електричних систем. При великій потребі в теплі передбачається будівництво ТЕЦ, яка має бути зв'язана з системою.

Загальною тенденцією побудови сучасних схем електропостачання промислових підприємств та вузлів є застосування глибоких вводів: максимальне наближення джерел живлення до електроустановок промислових підприємств, зведення до мінімуму ланок мережі та ступенів трансформації, подрібнення підстанцій ВН при розташуванні підприємств на значній території.

Напруги, які використовуються для зовнішнього електропостачання промислових підприємств, залежать від електричного навантаження. За цією ознакою підприємства умовно розподіляються на дрібні (встановлена потужність електроприймачів до 5 МВт), середні (від 5 до 75 МВт) та крупні (75÷100 МВт і більше).

Електропостачання дрібних підприємств зазвичай здійснюється від підстанцій 110 кВ загального використання на середній та нижчій напрузі.

Для живлення середніх та крупних підприємств використовуються мережі 110 кВ і вище, при цьому застосовуються такі основні схеми розподілу електроенергії:

- крупна підстанція 220 (330, 500)/110 кВ (ГПП – головна понижувальна підстанція) для розподілу електроенергії між підстанціями 110/10(6) кВ глибоких вводів;
- одна або декілька підстанцій 110/10(6) кВ, які приєднано до мережі 110 кВ системи;
- підстанції глибокого вводу 220/10(6) кВ (для особливо енергоємних підприємств, наприклад, алюмінієвих заводів).

Більшість середніх та крупних підприємств мають споживачів першої та другої категорії, тому їх живлення здійснюється не менше, ніж по двох лініях. Як правило, ПЛ виконуються на дволанцюгових опорах (при проходженні по одній трасі); спорудження дволанцюгових ПЛ потребує спеціального обґрунтування.

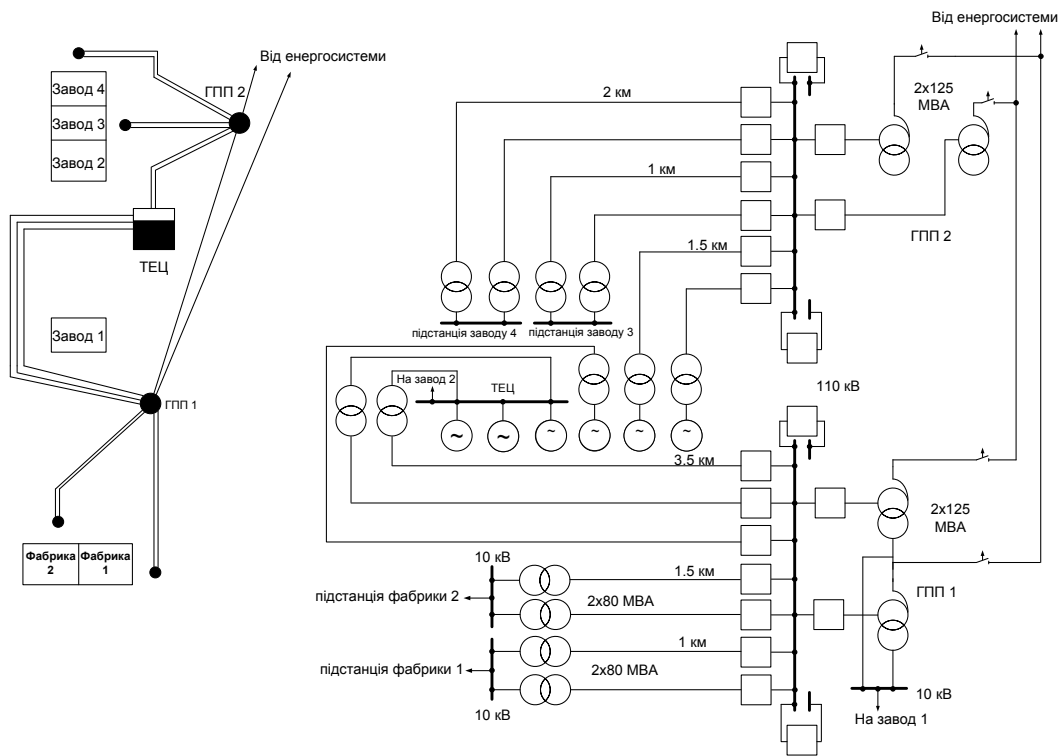
Підстанції глибоких вводів виконуються за простими схемами з мінімальною кількістю обладнання на високій напрузі, що особливо важливо в умовах можливості забруднення ізоляції промисловими викидами.

На рисунках 1.8÷1.11 наведено схеми зовнішнього електропостачання крупних промислових підприємств.

Характерним для всіх споживачів є застосування схем блоків лінія–трансформатор. Широко використовуються радіальні схеми Р2, які забезпечують незалежність електропостачання окремих цехів, заводів (рис. 1.8). Надійність електропостачання заводу мінеральних добрив (рисунок 1.9) підвищується за рахунок живлення підстанцій 110 кВ по двох схемах Р1 від різних підстанцій 330 кВ. При цьому підстанції 1 та 2 живляться двома ланцюгами, які підвішені на опорах різних дволанцюгових ПЛ.

Електропостачання металургійного заводу (рисунок 1.10) здійснюється від системної підстанції 500/110 кВ та ТЕЦ, до яких приєднано ряд підстанцій 110 кВ глибокого вводу (ПГВ). При великій кількості ПЛ та ПГВ споруджуються також вузлові розподільні пункти (ВРП). В останній час отримують поширення схеми з живленням ПГВ тільки від ВРП; при цьому використовуються кабельні лінії 110 кВ та багатотрансформаторні ПГВ.

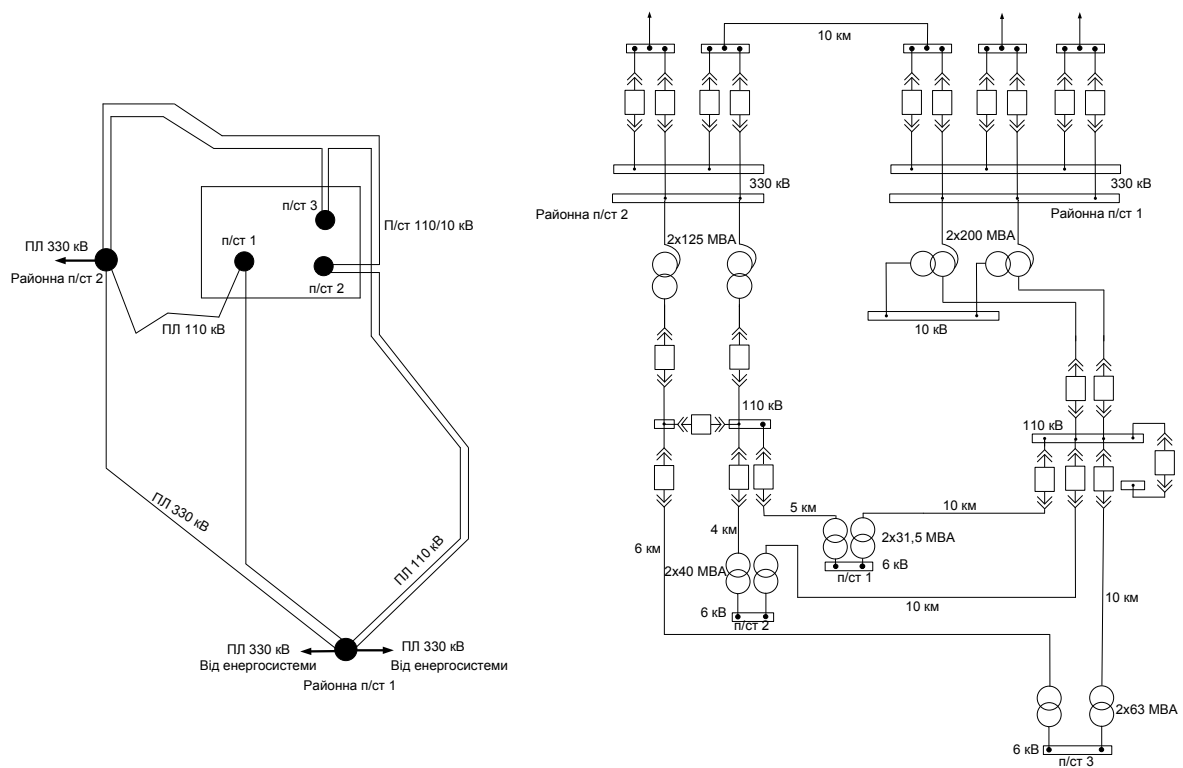
Електропостачання алюмінієвого заводу (рисунок 1.11) від потужної ГЕС здійснюється з використанням схеми лінія–трансформатор 180 МВА, 220/10 кВ. Від кожного такого блока живляться дві серії послідовно з'єднаних ванн. При використанні спрощеної схеми на стороні ВН забезпечується висока надійність електропостачання за рахунок встановлення одного резервного трансформатора на кожні чотири робочих та наявності обхідної системи шин, за допомогою якої здійснюються необхідні перемикання в ремонтних та післяаварійних режимах ПЛ і трансформаторів.



а) конфігурація мережі

б) схема електричних з'єднань

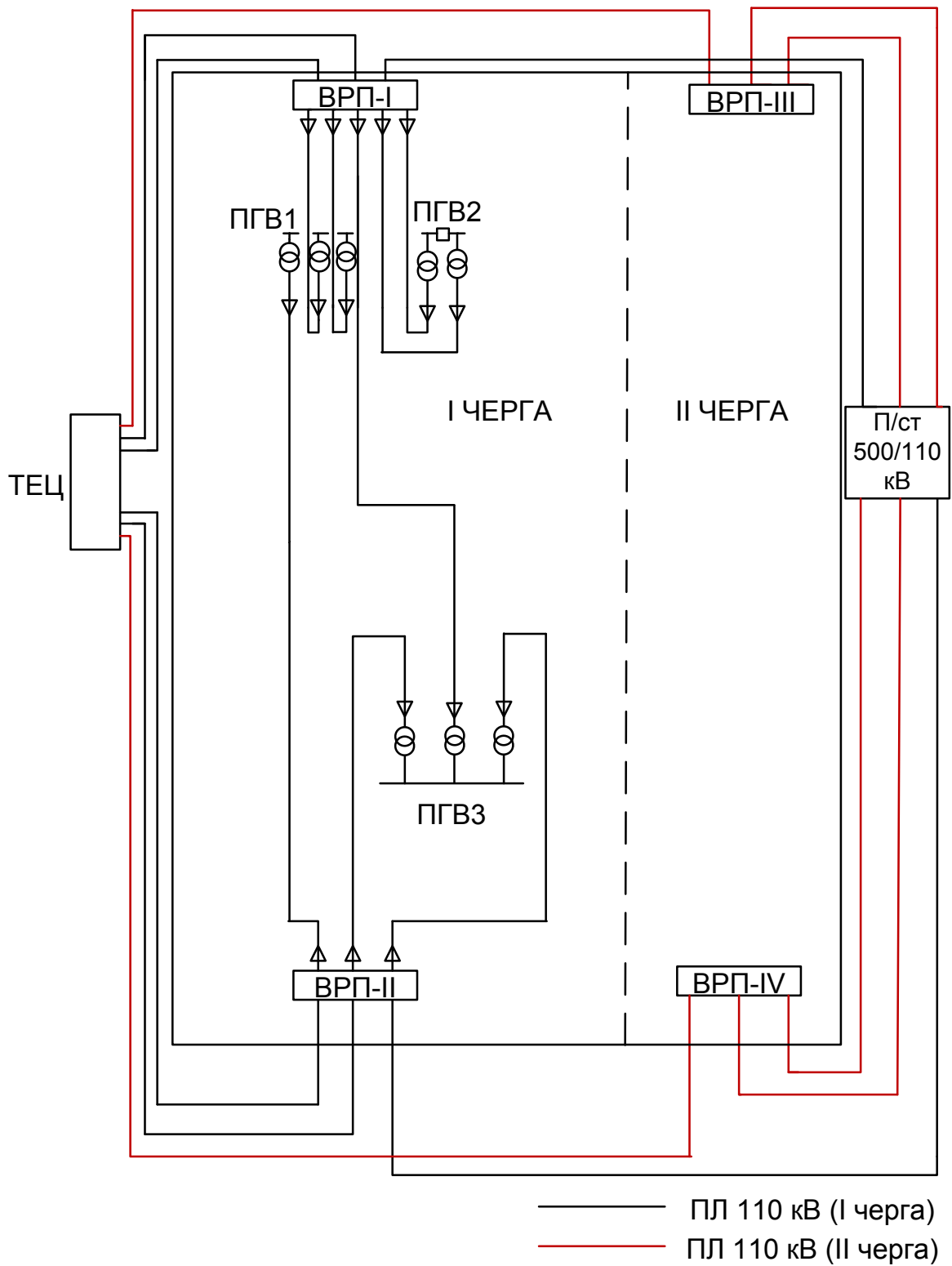
Рисунок 1.8 – Схема зовнішнього електропостачання крупного хімкомбінату з навантаженням 300 МВт



а) конфігурація мережі

б) схема електричних з'єднань

Рисунок 1.9 – Схема зовнішнього електропостачання заводу мінеральних добрив з навантаженням 150 МВт



ВРП – вузловий розподільний пункт 110 кВ;
 ПГВ – підстанція глибокого вводу 110/10(6) кВ

Рисунок 1.10 – Схема електропостачання крупного металургійного заводу

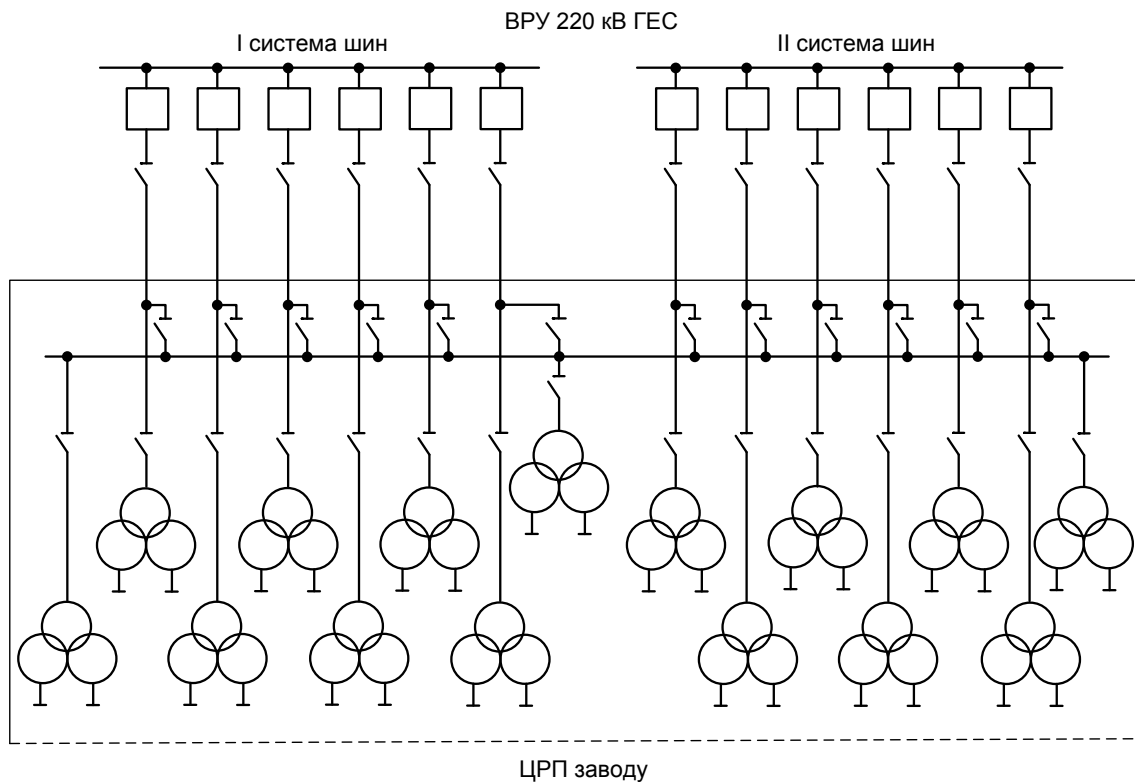


Рисунок 1.11 – Схема електропостачання алюмінієвого заводу

Певні особливості має електропостачання електрифікованих залізних доріг та трубопровідного транспорту – магістральних нафтопроводів та газопроводів. Ці особливості визначаються високими вимогами до надійності електропостачання пунктів електроспоживання магістралі: тягових підстанцій залізниці, нафтоперекачувальних станцій (НПС) нафтопроводів та компресорних станцій (КС) газопроводів, розташованих уздовж транспортної магістралі та пов'язаних спільним технологічним процесом.

Електрифікація залізних доріг здійснюється, як правило, на змінному однофазному струмі промислової частоти 25 кВ. Електрифікація на постійному струмі 3 кВ зараз практично не використовується, за виключенням реконструкції та розвитку ділянок, які вже електрифіковані на такому струмі. Відстань між тяговими підстанціями змінного струму – 40÷50 км, постійного струму – 20÷25 км. Максимальні навантаження підстанцій залежно від інтенсивності руху коливаються в межах 15÷20 МВт при електрифікації на змінному струмі та 5÷7 МВт – на постійному. В останній час знаходить використання система електропостачання змінного струму 2×25 кВ, яка дозволяє зменшити втрати електроенергії або збільшити в 1,5÷2 рази відстань між тяговими підстанціями порівняно з системою 25 кВ. При збільшенні відстаней між тяговими підстанціями відповідно зростають їх максимальні навантаження. Тягові підстанції згідно з нормативами відносяться до споживачів першої категорії і мають забезпечуватися двостороннім живленням.

Живлення тягових підстанцій здійснюється на напрузі 110 або 220 кВ з використанням конфігурації мережі Д1, Р2 та Д2. Вимоги до схем приєднань тягових підстанцій залежно від конфігурації мережі та конструктивного виконання ПЛ (дволанцюгові або одноланцюгові) зводяться до таких (рисунок 1.12):

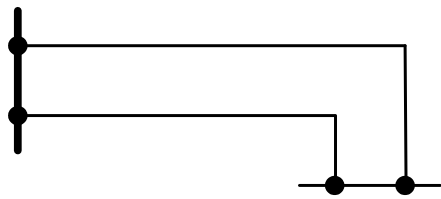
- до дволанцюгової тупикової ПЛ (рис. 1.12, а) допускається приєднання однієї тягової підстанції; приєднання до цієї ПЛ інших підстанцій, які живлять інші споживачі, не допускається;
- по двох паралельних одноланцюгових ПЛ, які приєднано до різних секцій збірних шин (рис. 1.12, б), допускається приєднання в розсічку двох тягових підстанцій;
- до дволанцюгової ПЛ з двостороннім живленням (рис. 1.12, в) між двома вузловими підстанціями допускається увімкнення не більше п'яти проміжних підстанцій для ПЛ 220 кВ на змінному і постійному струмі та не більше трьох для ПЛ 110 кВ при електрифікації на змінному струмі; при цьому одна тягова підстанція може підключатися на відгалуженнях, всі інші проміжні підстанції підключаються в розсічку ПЛ;
- до двох одноланцюгових ПЛ з двостороннім живленням (рис. 1.12, д) між двома вузловими підстанціями допускається приєднання аналогічної кількості проміжних підстанцій, як і від дволанцюгових ПЛ, з чергуванням підключень в розсічку однієї ПЛ та на відгалуженнях від двох ПЛ;
- до однієї ПЛ з двостороннім живленням (рис. 1.12, в) між двома вузловими підстанціями, які мають живлення від трьох ЦЖ, допускається увімкнення в розсічку не більше трьох підстанцій.

Для тягових підстанцій, які приєднано на двох відгалуженнях або в розсічку однієї ПЛ, мають прийматися типові схеми електричних з'єднань, відповідно два блоки з віддільниками, з неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній та «місток» з вимикачем в перемичці та віддільниками в колах трансформаторів.

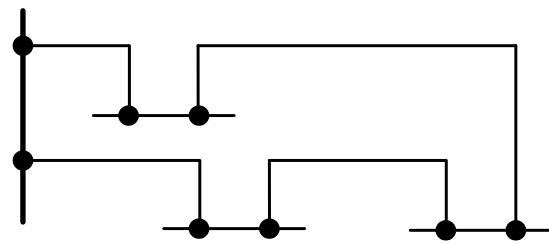
Нафтоперекачувальні станції магістральних нафтопроводів розташовуються, як правило, на відстані 40÷50 км одна від одної, їх електричне навантаження становить приблизно 5÷10 МВт залежно від діаметра труби. Навантаження проміжних НПС за надійністю електропостачання відносяться до другої категорії, а головних НПС і проміжних, які розташовано в гірських районах, – до першої.

Компресорні станції (КС) магістральних газопроводів розташовуються на відстані 80÷100 км одна від одної. Електричні навантаження КС залежать від прийнятого типу привода газоперекачувальних агрегатів: газотурбінного або електричного. В першому випадку електричні навантаження КС невеликі і знаходяться в межах 1,5÷2,5 МВт, в другому випадку досягають 70 МВт. Питання про привод вирішується комплексно – на основі сумісного розгляду технологічної частини та схеми зовнішнього електропостачання, тому розроблення цієї схеми зазвичай виконують для двох ва-

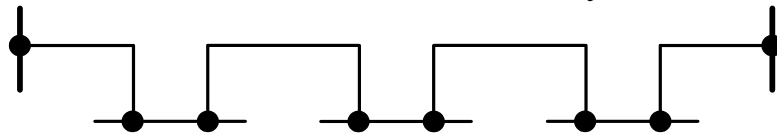
ріантів. За надійністю електропостачання КС відносяться до споживачів першої категорії.



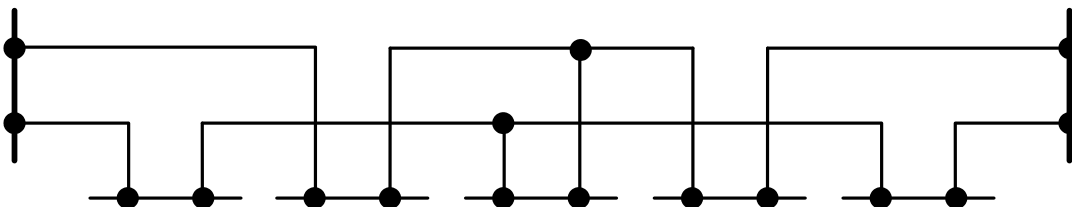
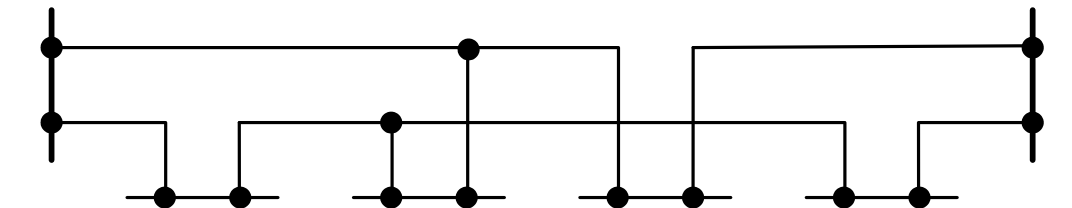
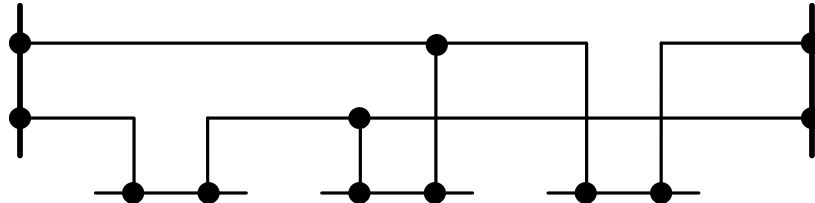
а) дволанцюгова тупикова ПЛ



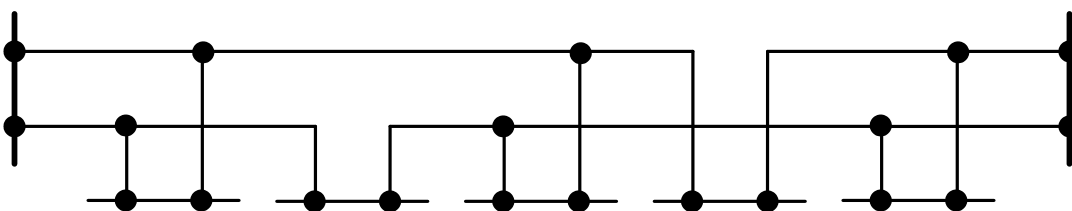
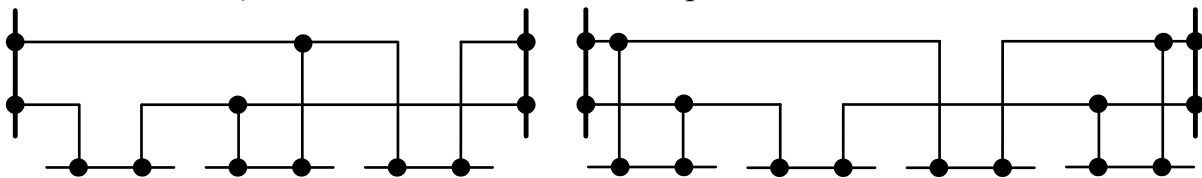
б) дві паралельні одноланцюгові тупикові ПЛ



в) одноланцюгові ПЛ з двостороннім живленням;



г) дволанцюгові ПЛ з двостороннім живленням



д) дві паралельні ПЛ з двостороннім живленням

Рисунок 1.12 – Схеми приєднання тягових підстанцій до ПЛ 110÷220 кВ

Підстанції при НПС та КС мають забезпечуватися живленням від двох незалежних джерел, при цьому електроприводні КС, головні НПС та головні газотурбінні КС мають житися по двох одноланцюгових ПЛ. Для інших газотурбінних КС та НПС (крім розташованих в районах з високою ймовірністю виникнення ожеледі та важкодоступних районах) допускається живлення дволанцюговими ПЛ.

Для живлення НПС та газотурбінних КС використовуються, як правило, мережі 110 кВ (іноді 35 кВ); електропостачання електроприводних компресорних станцій потребує в деяких випадках спорудження підстанцій 220÷330 кВ.

Вимоги до схем приєднання підстанцій для електропостачання нафтоперекачувальних та компресорних станцій до різних конфігурацій мережі зводяться до такого (рисунок 1.13):

- до дволанцюгової тупикової ПЛ (рисунок 1.13, а) допускається приєднання двох підстанцій, в тому числі однієї підстанції КС (НПС);
- до двох паралельних одноланцюгових ПЛ (рисунок 1.13, б), які живлять підстанції при КС (НПС) першої категорії, допускається приєднання трьох підстанцій, а другої категорії – чотирьох, включно й підстанції інших споживачів;
- до одноланцюгової ПЛ з двостороннім живленням (рисунок 1.13, в) допускається приєднання не більше трьох проміжних підстанцій, при цьому підстанції КС (НПС) мають підключатися одноланцюговими заходами, інші підстанції можуть підключатися на відгалуженнях;
- до дволанцюгової ПЛ з двостороннім живленням (рисунок 1.13, г) допускається приєднання до п'яти проміжних підстанцій; при цьому підстанції КС (НПС) мають приєднуватися одноланцюговими заходами, інші можуть приєднуватися на відгалуженнях; рекомендується застосовувати схеми з чергуванням заходів та відгалужень.

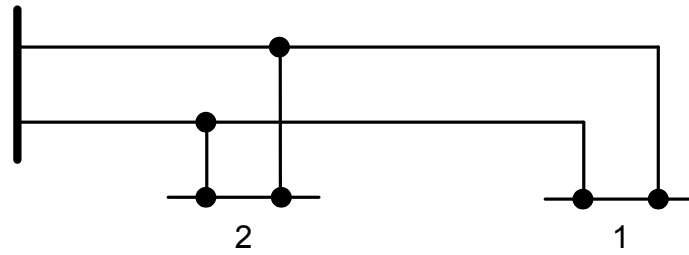
Схеми електричних з'єднань підстанцій для живлення КС та НПС приймаються аналогічно схемам тягових підстанцій.

До електричних мереж сільськогосподарського призначення умовно відносять мережі напругою 110 кВ і нижче, від яких живляться переважно (50 % і більше розрахункового навантаження) сільськогосподарські споживачі.

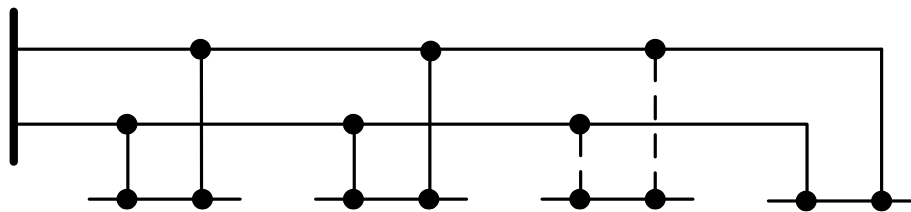
Основною особливістю електропостачання споживачів в сільській місцевості є необхідність охоплення великої території з малими щільностями навантажень (на початковій стадії електрифікації – до 5 кВт/км², при подальшому розвитку – 7÷15 кВт/км²). Це визначає великі витрати на спорудження розподільної мережі 0,4÷10 кВ, які становлять до 70 % загальних затрат на сільське електропостачання.

Малі щільності навантажень викликали застосування триступеневої системи напруг електричних мереж – 110/35/10/0,4 кВ. При концентрованих навантаженнях знаходять також застосування двоступеневі системи –

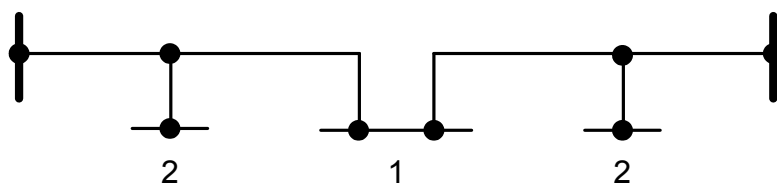
110/10/0,4 кВ і, менше, 110/35/0,4 кВ, які дозволяють знизити витрати електроенергії на її транспортування.



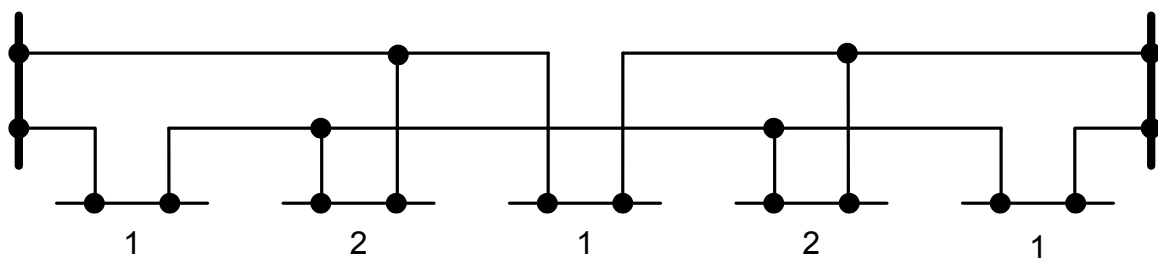
а) тупикова двофазова ПЛ



б) дві однофазові тупикові ПЛ



в) однофазова ПЛ з двостороннім живленням



г) двофазова ПЛ з двостороннім живленням

Рисунок 1.13 – Схеми приєднання підстанцій для електропостачання компресорних станцій газопроводів та нафтоперекачувальних станцій нафтопроводів

Інтенсифікації розвитку і переведення сільськогосподарського виробництва на промислову основу різко підвищили вимоги до надійності електропостачання.

Сільські споживачі поділяються на категорії за надійністю так [4]:

а) перша – тваринницькі комплекси, птахофабрики, інкубатори;

б) друга – технічні комбінати, теплиці, парники, розсадні комплекси, тваринницькі ферми;

в) третя – інші споживачі.

Для споживачів першої і частково другої (крупні тепличні комбінати та розсадні комплекси) категорій має бути забезпечено резервування електропостачання; для інших споживачів другої категорії допустима перерва електропостачання тривалістю не більше 3,5 години, для споживачів третьої категорії – тривалістю не більше 1 доби.

Найбільш перспективною конфігурацією для сільських мереж 110 кВ є замкнена мережа, яка опирається на два центри живлення (Д1). Приєднання проміжних підстанцій при установленні першого трансформатора здійснюється на відгалуженні, а при установленні другого – в розсічку лінії.

Оскільки мережа 110 кВ є основною мережею для електрифікації сільського господарства, від якої живляться значні навантаження, то її побудова має забезпечити високу надійність електропостачання. На сьогодні прийнято доцільним зберегти на найближчу перспективу систему 110/35/10/0,4 кВ з підсистемами 110/10/0,4 кВ і 110/35/0,4 кВ.

Подальша концентрація сільськогосподарського виробництва та укрупнення сільських населених пунктів призводить до зростання щільності навантаження і обґрунтовує доцільність ліквідації ступеня напруги 35 кВ. Іншим актуальним напрямком розвитку розподільних мереж є скорочення кількості ступенів трансформації шляхом введення нового класу напруги 20 кВ.

Таким чином, переважний розвиток має отримати підсистема 110/10/0,4 кВ або 110/20/0,4 кВ при обмеженні розвитку мереж 35 кВ з подальшим переведенням частини мережі цієї напруги на 110 кВ та на 20 кВ. Це приведе до подальшого зростання ролі мереж 110 кВ в розвитку електрифікації сільської місцевості.

Застосування електричних мереж номінальною напругою 20 кВ.

Технічний стан об'єктів розподільних електричних мереж створює передумови до аварійних відключень з тривалим знеструмленням споживачів та населених пунктів, що може призвести до надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, загрози енергетичній безпеці держави, зростання соціальної напруги серед населення. На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускної здатності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів не поширене. Тому реальна тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин.

Одним з способів економії електроенергії в електричних мережах для енергокомпаній та споживачів є перехід напруги розподільних мереж

6(10) кВ на більш високу напругу. Нині існує величезна кількість іноземних прикладів застосування розподільчих мереж більш високої напруги. Як приклад можна привести такі країни:

Країна	Клас напруги, кВ	Примітка
Європа		
Фінляндія	10, 20, 110, 220, 400	10 кВ тільки в великих містах
Німеччина	20, 60, 110, 150, 220, 380	
Польща	15, 20, 35, 110, 220, 330, 400, 750	Переходять на 20 кВ
Франція	20, 225, 400	Перехід на 20 кВ в 1962 р.
Інші країни		
Японія	22, 66, 154, 275, 500, 1000	

Застосування напруги 20 кВ та використання сучасного обладнання, а саме: елегазових, вакуумних вимикачів, реклоузерів, мачтових ТП, а також резистивне заземлення нейтралі дозволить перейти на вищий рівень надійного комплексного централізованого електропостачання споживачів України, зменшити (обмежити) струми КЗ, знизити втрати електричної енергії, енергозбереження, покращити безпеку при експлуатації.

Завдання переведення електричних мереж на номінальну напругу 20 кВ можна розділити на дві частини, кожна з яких має самостійні підходи для розв'язання: переведення сучасних мереж 6 (10) кВ на номінальну напругу 20 кВ та застосування напруги 20 кВ під час будівництва нових мереж.

Світовий досвід використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ визначає такі основні переваги підвищення класу напруги (рисунок 1.14):

- передача більшої потужності при тих самих перерізах провідників;
- зниження технологічних втрат;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- збереження охоронних зон повітряних ліній електропередач (для ПЛ 6, 10, 20 кВ – 10 метрів);
- реконструкція існуючих мереж з використанням сучасного, більш надійного обладнання, захищеного проводу (СІП-3) для ПЛ, кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену;
- покращення показників якості електропостачання (SAIDI та SAIFI) за рахунок використання більш надійного обладнання, режиму роботи мережі (нейтралі).

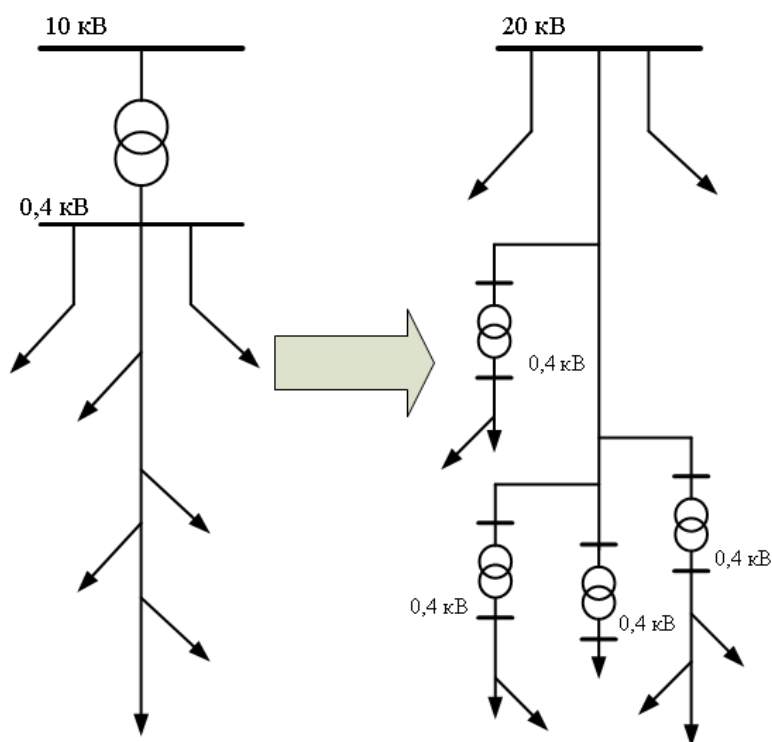


Рисунок 1.14 – Переваги та недоліки підвищення класу напруги

Основною перевагою підвищення напруги розподільних електричних мереж також є зменшення ступенів трансформації електричної енергії (рис. 1.14), що дозволяє:

- використання нового обладнання (ТП, РП) в габаритах старого;
- можливість усунення дефіциту потужності на центрах живлення, розвантаживши перевантажені РП-6(10) кВ існуючих ПС;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- реконструкція існуючих мереж з використанням сучасного, більш надійного обладнання, розподільних трансформаторів з магнітопроводами з аморфної сталі із зменшеними втратами холостого ходу;

Недоліками зменшення ступенів трансформації є (рисунок 1.15):

- можливе збільшення довжини ліній середньої напруги;
- можливе збільшення кількості ТП 110 кВ.

Слід відмітити, що переведення РЕМ на напругу 20 кВ потребує вирішення складних економічних і технічних питань, а саме:

- необхідність заміни практично усіх трансформаторів в РЕМ – 110/35/6(10) кВ, 110/6(10) кВ, 35/6(10) кВ, 6(10)/0,4 кВ на 110(150)/35/20 кВ, 110(150)/20 кВ, 35/20 кВ, 20/0,4 кВ, відповідно;
- заміна КРУ (10) кВ на КРУ 20 кВ;
- заміна КЛ 6(10) кВ на КЛ 20 кВ (кабелі з ізоляцією шитого поліетилену). Перераховане обладнання відсутнє в номенклатурах вітчизняних заводів-виробників.

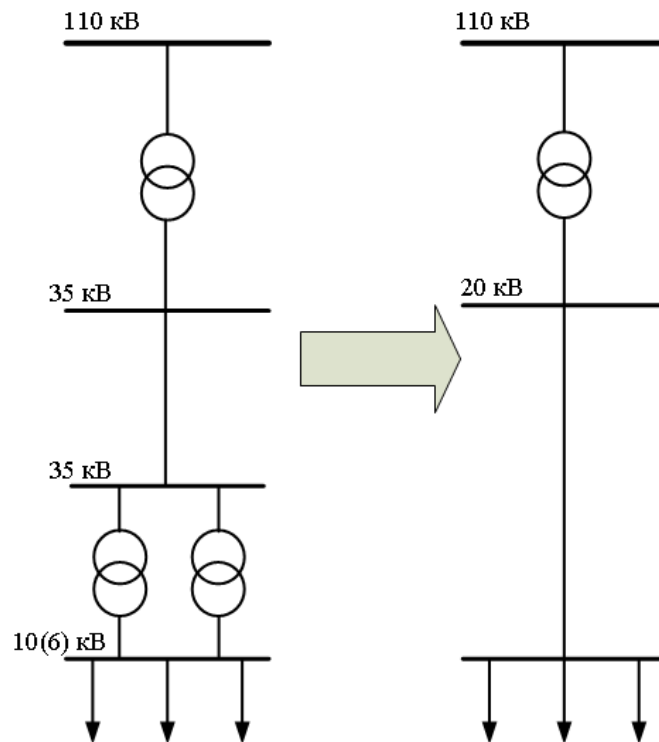


Рисунок 1.15 – Переваги та недоліки зменшення ступенів трансформації у розподільних мережах

Крім того, для забезпечення нормативності переходу РЕМ на напругу 20 кВ, як на стадії проектування, так і в умовах експлуатації, необхідно внести зміни в існуючі нормативно-технічні документи.

Переведення РЕМ на напругу 20 кВ однозначно приведе до:

- забезпечення нормованих показників якості електричної енергії;
- зниження втрат електроенергії в мережах;
- підвищення пропускної здатності мереж;
- забезпечення безпеки та ефективності експлуатації мереж;
- підвищення надійності електричних мереж;
- вирішення соціальних проблем (створення додаткових робочих місць).

1.7 Уніфікація повітряних ліній електропередачі

1.7.1 Фактори, які визначають конструктивне виконання повітряних ліній

Повітряні лінії електропередачі складаються з обмеженої кількості конструктивних елементів:

- сталевих алюмінієвих проводів;
- сталевих грозозахисних тросів;
- ізолювальних та скріплювальних елементів проводів і тросів;
- опор для кріплення проводів і тросів;
- фундаментів опор.

Особливістю спорудження повітряних ЛЕП є виконання порівняно невеликого обсягу однотипних робіт зі складання та установа опор і фундаментів в пунктах (пікетах), які віддалені один від одного на 200÷500 м, а також монтажу проводів і тросів по трасі, протяжністю в десятки та сотні кілометрів. Лінійний характер будівництва дає можливість використовувати поточний метод, що визначає необхідність зниження витрат праці на пікетах.

Індустріалізація будівельних робіт на кожному пікеті потребує уніфікації використовуваних конструктивних елементів.

Для визначення можливих напрямів такої уніфікації необхідно розглянути, які фактори впливають на конструктивне виконання повітряних ліній (ПЛ). Основними з них є номінальна напруга, на яку споруджується ЛЕП, марка та переріз проводу, кліматичні умови району спорудження ПЛ (товщина стінки ожеледі, вітровий напір, можливість виникнення галопування проводів) і геологічна характеристика траси. В таблиці 1.1 наведено, на які конструктивні елементи ПЛ впливають ці фактори.

Номінальна напруга ЛЕП впливає на вибір перерізу проводів (за умовою корони) і тросу (з експлуатаційної надійності), визначає габарит проводів до землі та ізоляційні повітряні проміжки, тим самим впливає на вибір ізолювальних елементів, конструкції опор і фундаментів.

Таблиця 1.1 – Фактори, які впливають на конструктивне виконання ПЛ

Фактори	Конструктивні елементи ПЛ				
	Проводи	Троси	Ізоляція і арматура	Опори	Фундаменти
Номінальна напруга	+	+	+	+	×
Марка і переріз проводу	–	–	+	+	+
Кліматичні умови	–	–	+	+	+
Геологічна характеристика траси	–	–	–	×	+
Забруднення атмосфери	–	–	+	–	–

Примітка: а) «+» – впливає;
 б) «–» – не впливає;
 в) «×» – впливає побічно.

Кліматичні та геологічні умови району будівництва впливають на механічні характеристики гірлянд ізоляторів, опор і фундаментів. Ступінь забруднення атмосфери визначає довжину гірлянди ізоляторів.

Марка та переріз проводу, які є основним конструктивним елементом лінії, у свою чергу впливають на механічні характеристики інших конструктивних елементів – гірлянд ізоляторів, опор і фундаментів. В практиці будівництва ПЛ 110÷330 кВ використовуються сталевалюмінієві проводи згідно з ГОСТ 839-80Е зі співвідношенням алюмінію та сталі 5:1 – 7:1.

Оскільки для ЛЕП кожного класу напруги можна використовувати достатньо велику кількість перерізів проводів, розгляд питання про уніфікацію ліній потрібно починати з теорії та практики вибору перерізів проводів.

1.7.2 Уніфікація номенклатури перерізів проводів

Згідно з Правилами улаштування електроустановок переріз проводів на стадії проектування обирається, в першу чергу, за нагрівом [7]. Обраний переріз перевіряється на термічну, електродинамічну стійкість за струмів КЗ, за втратами та відхиленням напруги, на механічну міцність, за стійкістю до перевантажень. В результаті розрахунків вибирається найбільший переріз, з тих, що вимагають ці умови.

У випадку, коли з огляду на капітальні витрати оптимальний переріз істотно відрізняється від типового, то підтвердження його вибору потребує техніко-економічного обґрунтування. Так, підвищенню витрат на спорудження ЛЕП при збільшенні перерізу проводів протиставляється зниження витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії.

При проектуванні ЛЕП напругою до 500 кВ включно вибір перерізу проводів здійснюється за нормованими узагальненими показниками. До них належать нормовані значення економічної густини струму, які для повітряних ліній встановлені в межах $1 \div 1,5$ А/мм² залежно від району та числа годин використання максимуму навантаження.

Переріз проводів вибирається з врахуванням зміни струму навантаження по роках експлуатації.

Значення економічної густини струму встановлено для прямолінійної залежності вартості спорудження ліній від перерізу проводів. Перехід на початку 60-х років минулого століття до будівництва повітряних ЛЕП на уніфікованих опорах суттєво змінив співвідношення у вартості ліній з різними перерізами проводів. Уніфікація передбачає використання для ПЛ кожної номінальної напруги обмеженої кількості типів опор, призначених для всього діапазону перерізів проводів, які використовуються на лініях цього класу. Ці заходи, які є технічно та економічно ефективними з точки зору індустріалізації лінійного будівництва, призвели до того, що залежність змінної частини вартості ліній від перерізу проводів перестала бути лінійною. Найбільш помітно це проявляється для ліній 110 кВ з малими перерізами проводів, будівництво яких обходиться дорожче, ніж ПЛ з великими перерізами.

Таке положення пояснюється тим, що зменшення розрахункового прогону і відповідно збільшення кількості проміжних опор при зниженні перерізу проводів особливо суттєво в діапазоні АС-70÷АС-95, оскільки ПУЕ потребує зниження допустимого тяжіння для цих проводів через їх недостатню механічну міцність (на 11 % проти прийнятого для АС-120 і вище). Тому зростання витрат на опори і ізоляцію не компенсуються різницею в

вартості проводів, що призводить до підвищеної вартості будівництва таких ПЛ (таблиця 1.2).

В цих умовах вибір перерізів проводів за економічною густиною струму не дає оптимального рішення. Тому при переході до будівництва ПЛ на уніфікованих опорах було запропоновано вибирати проводи не за нормованою густиною струму, а за економічними струмовими інтервалами, які визначено для всіх стандартних перерізів проводів залежно від типу опор, які використовуються, кліматичних районів та регіонів, які розрізняються вартістю палива.

Таблиця 1.2 – Дані до спорудження одноланцюгових ПЛ 110 кВ на залізобетонних опорах

Показники	Дані для одноланцюгових ПЛ 110 кВ на залізобетонних опорах по II району ожеледі при перерізі проводу, мм ²					
	70	95	120	150	185	240
Розрахунковий прогін, м	235	255	285	300	310	315
Збільшення розрахункового прогону при переході до наступного перерізу	–	1,09	1,12	1,05	1,03	1,03
Кількість проміжних опор, шт./км	4,72	4,35	3,91	3,70	3,58	3,52
Вартість спорудження, тис. грн/км	1445	1445	1353	1418,7	1537	1668,3
В тому числі:						
– проводу	137,9	174,7	237,8	286,4	346,8	438,7
– інші витрати	1307,1	1270,3	1115,2	1132,3	1190,2	1229,6

Примітка. Кількість опор визначена, виходячи з коефіцієнта використання розрахункового прогону, який дорівнює 0,9.

На сьогодні у електричних мережах 110 кВ використовують сім перерізів проводів (від АС-70 до АС-300), у ЕМ 220÷330 кВ – чотири (від АС-240 до АС-500), у ЕМ 500 кВ – три (від АС-330 до АС-500). Вказана різноманітність проводів суперечить принципам уніфікації, оскільки призводить до збільшення кількості опор, а також перешкоджає уніфікації ПЛ в цілому. Тому питання про скорочення номенклатури проводів, які використовую-

ються, обговорювалося вже давно. Скорочення кількості марок проводів, що використовуються для будівництва ПЛ, дозволяє [5]:

- полегшити умови розроблення мінімуму типорозмірів економічних конструкцій уніфікованих опор;
- повністю типізувати проектування та спорудження ПЛ на базі обмеженої кількості марок проводів, конструкцій опор та фундаментів, ізоляції і арматури;
- покращити умови комплектації проводів, створити гнучкість в маневруванні запасами проводу для ПЛ, які будуються;
- скоротити кількість інструментів та прилаштувань, які використовуються при монтажі проводів;
- отримати в перспективі економічний ефект в кабельній промисловості за рахунок більшої спеціалізації обладнання та скорочення витрат часу на його переналагоджування;
- із збільшенням частки уніфікованих ПЛ в загальній протяжності ліній, що експлуатуються, отримати позитивний ефект в організації експлуатації.

Методи кількісного оцінювання економічних переваг скорочення номенклатури проводів ЛЕП, що використовуються нині, відсутні. Однак, на основі експертних оцінок можна вважати, що сумарний економічний ефект, який досягнуто при зменшенні номенклатури використовуваних проводів, становить декілька процентів сумарних приведених витрат по лініях, які споруджуються. Для судження про економічну ефективність цього заходу вказаний економічний ефект має бути сумірний з негативними наслідками скорочення номенклатури. Для кількісного оцінення цих негативних наслідків уніфікації перерізів для кожного з можливих варіантів номенклатури має бути визначена оптимальна структура ЛЕП за перерізами проводів і мають бути розраховані сумарні приведені витрати на спорудження сукупності ЛЕП.

Вказані розрахунки були виконані для ЛЕП 110÷500 кВ, які намічалось споруджувати на уніфікованих опорах.

Розрахунки виконано для ліній на залізобетонних опорах для II району за ожеледдю, тобто для умов, при яких споруджується більшість ПЛ. Перевірка показала, що зміна матеріалу опор та кліматичних умов не вносять принципових змін в оптимальну структуру ПЛ за перерізами проводів в цілому.

Результати розрахунків для ПЛ 110÷330 кВ наведено в таблиці 1.3.

Аналіз результатів розрахунків підтверджує наявність суттєвої залежності оптимальної структури ПЛ за перерізами проводів від обмежень по ресурсах проводу. За відсутності обмежень мінімальні перерізи проводів практично відсутні в оптимальній структурі, а після введення обмежень їх частка становить для різних груп ПЛ від 20 до 70 %. Відповідно різко зменшується частка більших перерізів. Особливо чітко це проявляється для ПЛ 110 кВ з проводами АС-70 та АС-95, які при спорудженні їх на уніфі-

кованих опорах за будь-якого навантаження виявляються менш економічними, ніж ПЛ з проводами АС-120. За наявності обмежень щодо ресурсів кольорового металу це положення змінюється. Так, заміна в сфері малих навантажень ПЛ з проводом АС-70 на ПЛ з проводом АС-95 або АС-120, є вигідною з огляду на втрати електроенергії, однак тягне за собою необхідність в сфері більш високих струмових навантажень зменшувати переріз проводів ПЛ (наприклад з АС-300 до АС-240), щоб не порушувати баланс ресурсів. Це в результаті призводить до збільшення сумарних витрат за сукупністю споруджуваних ліній.

З таблиці 1.3 випливає, що введення обмежень щодо ресурсів проводу суттєво збільшує втрати електроенергії в лініях і сумарні приведені витрати по споруджуваних мережах (на 7÷8 % при максимальних обмеженнях). Це свідчить про доцільність збільшення перерізів проводів ПЛ 110÷500 кВ понад мінімальний рівень, який визначається економічною густиною струму.

Таблиця 1.3 – Результати використання уніфікованих опор для ПЛ 110÷330 кВ

λ , тис. грн/т	Витрати проводу ПЛ, т/км	Вартість втрат елект- роенергії в ПЛ, $\times 10^{-2}$ тис. грн/км	Приведені витрати, тис. грн/км	Структура ПЛ, %, по перерізах					
				70 мм ²	95 мм ²	120 мм ²	150 мм ²	185 мм ²	240 мм ²
ПЛ 110 кВ одноланцюгові									
0	1,435	1,98	196,2	0	0	32,7	28,7	2,8	35,8
35,73	1,084	2,48	202,7	22,4	0	38	22,2	6,9	10,5
66,21	0,958	2,83	209,1	31,8	0	41,3	17,1	6,1	3,7
ПЛ 110 кВ дволанцюгові									
0	1,65	5,74	241,3	0	9,1	17,3	9,5	0	64,1
35,73	1,443	6,11	246,02	9,9	13,3	14,1	12,5	4,5	45,7
66,21	1,316	6,61	251,16	16,2	16,8	11,6	14,8	4,2	36,4
ПЛ 220 кВ одноланцюгові									
				240 мм ²	300 мм ²	400 мм ²	500 мм ²		
0	3,501	6,79	432,03	0,5	23,5	20	56		
35,73	2,909	7,72	448,1	35	15	23	27		
66,21	2,604	8,70	465,2	47,5	17,5	26	9		
ПЛ 330 кВ одноланцюгові									
				2×240 мм ²	2×300 мм ²	2×400 мм ²	2×500 мм ²		
0	6,985	9,02	758,7	–	22	23	55		
35,73	5,606	11,9	782,4	28	26	34	12		
66,21	4,953	13,5	812,4	43,5	37,5	13	6		

Для оцінення масштабів збільшення витрат при скороченні використання номенклатури перерізів проводів було виконано аналогічні розрахунки для різних варіантів скороченої номенклатури. Результати розрахунків для одноланцюгових ПЛ 110 кВ наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунків для одноланцюгових ПЛ 110 кВ при середньому рівні обмежень по ресурсам проводу

Структура ПЛ, %, по перерізах						Приведені витрати	
70 мм ²	95 мм ²	120 мм ²	150 мм ²	185 мм ²	240 мм ²	тис. грн/км	%
22,42	0	37,95	22,24	6,91	10,48	203,803	100
–	47,3	–	44,27	–	8,43	206,608	101,9
13,31	–	55,28	–	31,42	–	205,169	101,2
19,09	–	62,8	–	–	18,11	204,444	100,8
–	–	89,34	–	–	10,66	206,262	101,7

З таблиці 1.4 випливає, що скорочення номенклатури використовуваних перерізів до двох-трьох замість використовуваних семи для ПЛ-110 кВ може призвести до збільшення приведених витрат на 1÷2 %, причому в найкращому з розглянутих варіантів скорочення номенклатури перерізів розрахункове значення витрат становить всього 0,8 %. Отримані результати свідчать про ефективність уніфікації перерізів проводів ЛЕП.

При виборі варіанта уніфікації для ПЛ всіх напруг доцільно виходити з таких положень:

а) уніфікація номенклатури проводів, що використовуються, має бути «наскрізною» для ПЛ всіх напруг;

б) крок перерізів для кожної напруги має бути рівномірним і становити не менше 1,5.

Цим умовам відповідають перерізи:

а) 120, 240 мм² – для ПЛ 110 кВ;

б) 240, 400 мм² – для ПЛ 220 кВ;

в) 2×240, 2×400 мм² – для ПЛ 330 кВ.

Потрібно відмітити, що у випадку виявлення можливості підвищення економічності ПЛ 110 кВ застосуванням проводів менших перерізів з відповідною конструкцією опор, доцільність такого рішення потребує додаткового обґрунтування.

1.7.3 Типізація ПЛ на базі уніфікації її конструктивних елементів

Техніко-економічні показники (капіталовкладення, витрати матеріалів і витрати праці на 1 км) повітряних ЛЕП залежать не тільки від характеристики і параметрів їх конструктивних елементів, але і, більшою мірою, від умов траси: рельєфу, кількості перехресть, кількості кутів повороту тощо. Тому створення комплексного типового проекту ПЛ з визначеними питомими техніко-економічними показниками (капіталовкладеннями, ви-

тратою основних матеріалів, витратами праці на спорудження) неможливо. Поряд з цим комплексна типізація ПЛ на базі уніфікації її конструктивних елементів дозволяє:

- спростити та прискорити процес проектування;
- покращити умови комплектації будівництва, створити більшу гнучкість в маневруванні матеріальними ресурсами;
- облегшити умови механізації та індустріалізації будівництва за рахунок створення обмеженої номенклатури інструментів, пристроїв, засобів малої механізації;
- розробити питомі техніко-економічні показники для уніфікованих ліній, які споруджуються в різних регіонах, з різними характеристиками траси (кількість кутів повороту та перехрещень на 1 км, коефіцієнт використання розрахункового прогону), для облегшення планування будівництва електромережі та оцінення економічності проектів конкретних ПЛ.

Найбільш складною задачею є уніфікація опор та фундаментів внаслідок впливу на їх конструктивне виконання найбільшої кількості факторів (див. табл. 1.1). Основною метою уніфікації опор є створення обмеженої кількості типорозмірів високоекономічних конструкцій, які максимально враховували б різноманітність кліматичних умов та характер місцевості, необхідність підвищення технологічності та індустріалізації при виготовленні опор і в будівництві.

На сьогодні накопичено великий досвід будівництва ПЛ на уніфікованих опорах. В процесі використання уніфікованих опор здійснювалася робота із уточнення номенклатури, подальшого скорочення кількості типорозмірів, розробки та впровадження нових типів опор в міру освоєння їх заводами і будівельними організаціями. В діючій нині серії уніфікованих опор кількість типорозмірів скорочено порівняно з першою уніфікацією приблизно на 40 %.

Особливістю уніфікації опор є широке використання залізобетонних конструкцій, основою яких є центрифугіровані залізобетонні труби з попередньо напруженою арматурою. Використання залізобетонних опор дозволило знизити витрати сталі на 40 % порівняно з витратами сталі при використанні металевих опор, суттєво знизити витрати праці за рахунок спрощення складання і закріплення опор в ґрунті без фундаментів в свердлованих котлованах. Тому нині більша частина ліній споруджується на залізобетонних опорах (таблиця 1.5).

Дерев'яні опори для будівництва ПЛ 110 кВ і вище зараз практично не використовуються. Питома вага будівництва ПЛ на залізобетонних опорах збільшується за рахунок розширення сфери їх використання. Розроблені і впроваджуються анкернокутові опори з залізобетону, для яких раніше використовувалися тільки металеві конструкції. Використання залізобетонних опор обмежується, в основному, такими факторами [3, 5]:

- геологічними умовами траси (в слабких ґрунтах неможливо закріп-

лення опор в свердлених котлованах, що визначає використання металевих опор на спеціальних фундаментах);

- розташуванням заводів залізобетонних конструкцій, а також транспортними обмеженнями щодо доставки залізобетонних стояків в важкодоступні райони;
- неможливістю їх використання в ряді випадків на перехрещенні природних перешкод та інженерних споруджень через недостатню висоту опор.

Незважаючи на це, використання залізобетонних опор становить зараз більше 70 % при будівництві ПЛ 110÷330 кВ.

Таблиця 1.5 – Питома вага опор ПЛ 110÷330 кВ, які знаходяться в експлуатації

Напруга ПЛ, кВ	Типи опор, що використовуються, % протяжності по трасі			
	одноланцюгових		дволанцюгових	
	сталевих	залізо-бетонних	сталевих	залізо-бетонних
110	75		25	
	14	62	43	57
220	83		17	
	46	50	92	8
330	96		4	
	27	73	97	3

Кріплення проводів до опор здійснюється за допомогою натягу вальних та підтримуючих гірлянд, які складаються з підвісних ізоляторів та сцепної арматури. Для ПЛ заданої напруги тип гірлянди залежить від типу обраних за механічними навантаженнями ізоляторів (залежно від перерізу проводу і кліматичного району) і їх кількості в гірлянді (для різного ступеня забруднення атмосфери встановлено відповідні нормативи питомого шляху витоку – від 1,3 до 3,5 см/кВ).

На гірлянди ізоляторів для кріплення проводів та елементів кріплення тросів є типовий проект. Однак практику проектування і комплектації цього важливого конструктивного елемента лінії не можна вважати такою, що відповідає сучасним вимогам. В заказаних специфікаціях, які видаються, вказуються всі вироби зчіпної арматури та ізолятори. Як результат, специфікація для середньої ПЛ 110 кВ містить 25÷30 найменувань та 10÷15 тисяч одиниць ізоляторів і арматури, ПЛ 330 кВ – відповідно 65÷70 найменувань та 150÷180 тисяч одиниць. З врахуванням виготовлення необхідних виробів різними заводами, не забезпечується своєчасне та комплексне їх постачання, яке необхідне для поточного будівництва.

Оптимальним рішенням проблеми є затвердження типових уніфікованих гірлянд для всіх умов, складання специфікацій тільки з вказівкою типів гірлянд, комплектне постачання їх на будівництво ПЛ, яке має координувати об'єднання ізоляторних та арматурних заводів.

Таким чином, на базі уніфікації номенклатури перерізів проводів, типів опор та фундаментів, гірлянд ізоляторів і елементів кріплення тросів можуть бути створені серії типових ПЛ кожного класу напруг.

1.8 Проходження і перетин повітряних ліній з технічними спорудами і природними перешкодами

Під час проектування траси для прокладання ПЛ і подальшого розташування опор мають зберігатися найменші допустимі відстані від ПЛ до інших технічних об'єктів. Також виконують спеціальні розрахунки габаритів перетинів ПЛ з іншими технічними об'єктами і природними перешкодами [7, 16].

Основною задачею розрахунку і конструювання перетинів є забезпечення таких нормативних показників:

- 1) допустимих відстаней від проводів та опор ПЛ до конструкцій або нормативних габаритів об'єкта;
- 2) допустимих кутів перетинів проводів ПЛ з трасою об'єкта, який перетинається;
- 3) допустимих відстаней відносно поряд розташованих трас ПЛ та інших технічних споруд.

Крім того, визначаються відповідні типи опор, ізоляторів і затискачів проводів в прогоні ПЛ для забезпечення спеціальних умов експлуатації.

Допустимі відстані від проводів ПЛ до інших об'єктів наведено в таблиці 1.6. Для споруджуваних перетинів, як правило, лінія має проходити над об'єктом, що перетинається. За перетину двох ПЛ вище мають розташовуватись проводи лінії більш високої напруги.

Перетини і зближення ПЛ із залізницями, автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, водними об'єктами виконують, як правило, повітряними переходами. Допустимі найменші відстані від проводів ПЛ до різних елементів у разі перетину або зближення з ними мають бути не меншими від зазначених у таблиці 1.7.

Відстані в разі перетину, зближення і паралельного проходження ПЛ з надземними і наземними трубопроводами та канатними дорогами мають бути не меншими від зазначених у таблиці 1.8. Взаємне розташування трубопроводів, їхніх будівель, споруд, зовнішніх установок і ПЛ, які входять до складу трубопроводів, визначають за відомчими нормами.

Проводи на опорах ПЛ можна розташовувати горизонтально, вертикально або змішано [7]. На ПЛ 35-110 кВ (крім повітряних ліній із захищеними проводами (ПЛЗ) з розташуванням проводів у кілька ярусів надається перевага схемі зі зміщенням проводів суміжних ярусів по горизонталі; в

4-6-му районах за ожеледдю та для ліній напругою понад 330 кВ фази рекомендується розміщувати горизонтально або за трикутником у разі розташування середньої фази вище або нижче від крайніх.

На рисунку 1.16 наведено схематичний рисунок перетину ПЛ з електрифікованою залізничною магістраллю (ЗМ), лінією контактних проводів (ЛК), лінією до 1000 В (ЛН) та лінією зв'язку (ЛЗ). Перетин має бути спроектований так, щоб габарити $h_з$, $h_{зМ}$, $h_н$, $a_з$, $a_{зМ}$, $a_н$ не були меншими за нормативні вимоги для такого перетину [16].

Забезпечення необхідних відстаней в нормальному і аварійному режимах ПЛ досягається за рахунок таких заходів:

- а) певного розташування опор ПЛ відносно об'єкта, з яким ПЛ перетинається ($a_з$, $a_{зМ}$, $a_н$ тощо);
- б) належного вибору висоти опор ПЛ і застосування, за необхідності, опор підвищеного типу;
- в) анкерного кріплення проводів на опорах ПЛ.

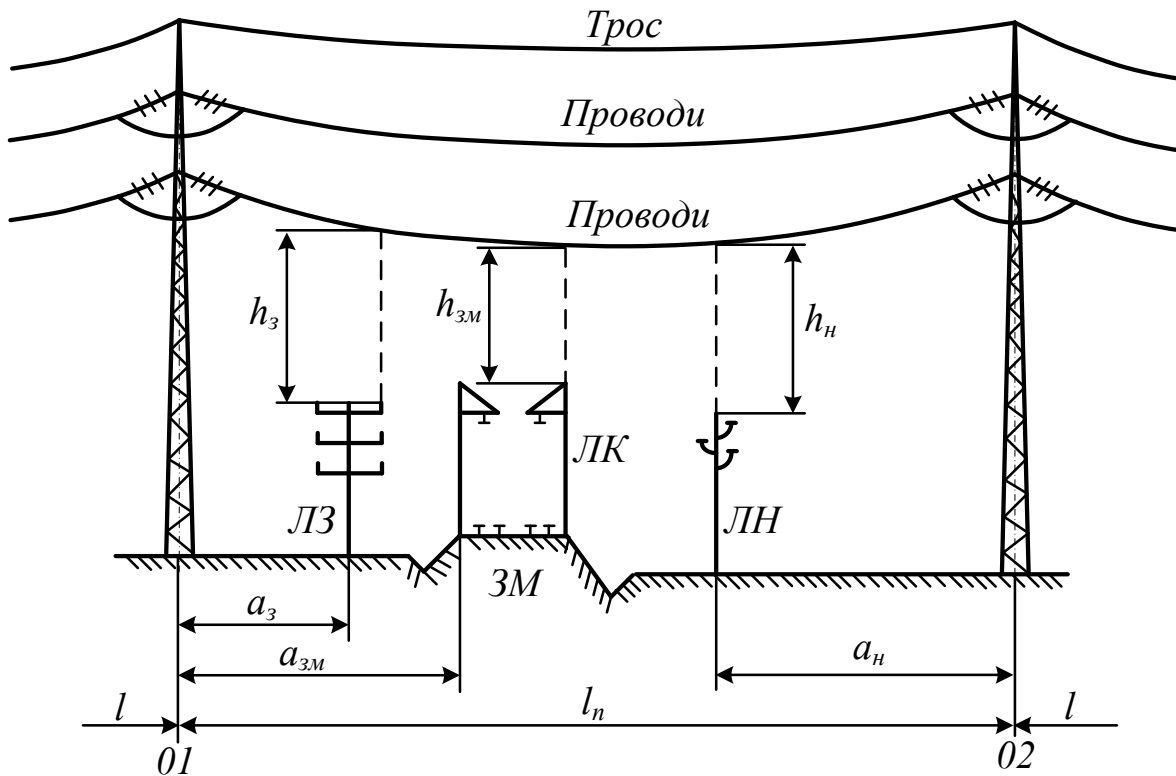


Рисунок 1.16 – Проліт перетину повітряної лінії з електрифікованою залізничною магістраллю (ЗМ), лінією до 1000 В (ЛН) та лінією зв'язку (ЛЗ)

Методика проектування перетинів ПЛ з іншими об'єктами, що використовується на практиці, полягає в такому. Опору ПЛ необхідного типу (01 або 02 на рис. 1.16) встановлюють на найменшій допустимій відстані від об'єктів, що перетинаються. Розташування другої опори прольоту перетини-

ну (проліт l_n) визначається умовами допустимого зближення проводів ПЛ і верхніх точок об'єктів, що перетинаються. Детальніше розрахункові формули для визначення цих відстаней наведено в [16]. Найменша можлива довжина прольоту l_n визначається мінімально допустимими відстанями від обох опор ПЛ до технічних споруд. Якщо в такому варіанті не дотримуються найменші допустимі відстані h_3, h_{30}, h_n , то використовують спеціальні заходи (підвищення опор, встановлення додаткових опор тощо).

Таблиця 1.6 – Найменші допустимі відстані від проводів ПЛ до поверхні землі та об'єктів, що перетинаються

Характеристика місцевості або об'єкти, що перетинають	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35-110	150	220	330	500	750
Ненаселена місцевість; райони степів з ґрунтами, непридатними для землеробства	6	6	6,5	7	7,5	8	12
Важкодоступна місцевість	5	5	5,5	6	6,5	7	10
Недоступні схили гір, скелі, бескиди тощо	3	3	3,5	4	4,5	5	7,5
По горизонталі між проводами ПЛ і кронами дерев	2	3	4	4	5	5	8
По вертикалі до поверхні землі в населеній місцевості ¹	7	7	7	7,5	8	11	15,5
- в нормальному режимі							
- при обриві проводів у суміжному прогоні	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	–	–
По вертикалі до виробничих будівель і споруд в нормальному режимі ¹	3	3	4	4	5	7,5	8
До проводів ліній зв'язку (ЛЗ) та ліній радіотрансляційних мереж (ЛРМ) ² :	2 (3)	3	4	4	5	5	
- в нормальному режимі для ПЛ на дерев'яних опорах за наявності грозозахисних пристроїв, а також металевих і залізобетонних опорах;	4 (5)	5	6	6	–	–	
- в нормальному режимі для ПЛ на дерев'яних опорах за відсутності грозозахисних пристроїв;	1 (1)	1	1,5	2	2,5	3,5	
- при обриві проводів у суміжних прогонах							

¹ – ПЛ не мають перешкоджати безпечній роботі пожежних автодрабин і колінчастих підйомників.

² – Цифра в дужках відноситься до напруги 20 кВ.

Таблиця 1.7 – Найменші допустимі відстані від проводів ПЛ в разі перетину, зближення або паралельного проходження

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35-110	150	220	330	500	750
<i>Залізниця у разі перетину:</i>							
Для неелектрифікованих залізниць:							
- від проводу до головки рейки в нормальному режимі ПЛ по вертикалі;							
- залізниць широкої та вузької колії загального користування;	7,5	7,5	8	8,5	9	9,5	20
- залізниць широкої колії незагального користування;	7,5	7,5	8	8,5	9	9,5	12
- залізниць вузької колії незагального користування	6,5	6,5	7	7	8	8,5	12
- від проводу до головки рейки в разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні по вертикалі;							
- залізниць широкої колії;	6	6	6,5	6,5	7	–	–
- залізниць вузької колії	4,5	4,5	5	5	5,5	–	–
Для електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, від проводів ПЛ до найвищого проводу або несучого троса:	Так само, як у разі перетину ПЛ між собою, відповідно до табл. 2.5.35 [7]						
- у нормальному режимі по вертикалі							
- у разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні	1	1	2	2	2,5	3,5	–
<i>Залізниця у разі зближення або паралельного проходження:</i>							
- для неелектрифікованих залізниць на ділянках траси в стиснених умовах від відхиленого проводу ПЛ до габариту наближення будівель по горизонталі	1,5	2,5	2,5	2,5	3,5	4,5	5,5
<i>Автомобільні дороги</i>							
Відстань по вертикалі:							
- від проводу до покриття проїжджої частини доріг усіх категорій	7	7	7,5	8	8,5	9,5	16
- те саме у разі обриву проводу в суміжному прогоні	5,5	5,5	5,5	5,5	6	–	–

Продовження таблиці 1.7

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35-110	150	220	330	500	750
Відстань по горизонталі: 1. У разі перетину доріг - від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори						
- у стиснених умовах від основи або будь-якої частини опори до підшви чи насипу зовнішньої брівки кювету доріг категорій ІА, ІБ і ІІ	5	5	5	5	10	10	15
- те саме для доріг інших категорій	1,5	2,5	2,5	2,5	5	5	15
2. У разі паралельного проходження з дорогами всіх категорій: - від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори плюс 5 м						
- від крайнього невідхиленого проводу до брівки земляного полотна дороги	10	15	15	15	20	30	40
- те саме в стиснених умовах	2	4	5	8	8	10	15
<i>Тролейбусні та трамвайні лінії</i>							
Відстань по вертикалі від проводів ПЛ: У разі перетину тролейбусної лінії в нормальному режимі ПЛ: - до вищої відмітки - до проводів контактної мережі або несучих тросів	11 3	11 3	12 4	12 4	13 5	13 5	15 7
У разі перетину трамвайної лінії в нормальному режимі ПЛ: - до головки рейки - до проводів контактної мережі або несучих тросів	9,5 3	9,5 3	10,5 4	10,5 4	11,5 5	11,5 5	13 -
У разі обриву проводу ПЛ в суміжному прогоні до проводів або несучих тросів тролейбусної чи трамвайної лінії	1	1	2	2	2,5	-	-

Продовження таблиці 1.7

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35-110	150	220	330	500	750
Відстань по горизонталі у разі зближення або паралельного проходження	Не менше висоти опори						
- від крайніх невідхилених проводів ПЛ до опор тролейбусної чи трамвайної контактних мереж							
- від крайніх проводів ПЛ за найбільшого їх відхилення до опор тролейбусної і трамвайної контактних мереж на ділянках стисненої траси	3	4	6	6	8	10	12
- від крайніх невідхилених проводів ПЛ до пунктів зупинок трамваїв і тролейбусів, кіл розвороту з робочими коліями, коліями відстою, обгону і ремонту	10	20	25	25	30	30	40
<i>Водні об'єкти</i>							
Для судноплавних ділянок рік, каналів, озер і водосховищ від проводів по вертикалі:							
- до максимального габариту суден або сплаву в нормальному режимі ПЛ	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,5
- те саме, але в разі обриву проводу в суміжному прогоні	0,5	0,5	1,0	1,0	1,5	–	–
- до верхніх робочих площадок обслуговування суден (верх рубки тощо) у затонах, портах і інших пунктах відстою	–	–	–	–	11,0	15,5	23,0
- до рівня льоду	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0
Для несудноплавних ділянок рік, каналів, озер і водосховищ від проводів по вертикалі:							
- до рівня високих вод *	5,5	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	10,0
- до рівня льоду	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0
<i>Різні частини гребель і дамб</i>							
Гребінь і бровка відкосу	6	6	6,5	7	7,5	8	12
Нахилена поверхня відкосу	5	5	5,5	6	6,5	7	9
Поверхня води, яка переливається через дамбу	4	4	4,5	5	5,5	6	7

* – Найменша відстань, яка дає можливість пропускати плавні засоби висотою до 3,5 м.

Таблиця 1.8 – Найменша відстань від проводів ПЛ до наземних, надземних трубопроводів, канатних доріг *

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань *, м, для ПЛ напругою, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
Відстань по вертикалі (у проясненні) в разі перетину: - від невідхилених проводів ПЛ до будь-якої частини трубопроводів (насипу), захисних пристроїв, трубопроводу або канатної дороги в нормальному режимі	3**	4	4	4,5	5	6	8	12
- те саме в разі обриву проводу в суміжному прогоні	2**	2**	2**	2,5	3	4	–	–
Відстань по горизонталі В разі зближення і паралельного проходження від крайнього невідхиленого проводу до будь-якої частини: - магістральних нафтопроводу і нафтопродуктопроводу	50 м, але не менше висоти опори							
- газопроводу з надлишковим тиском понад 1,2 МПа (магістрального газопроводу)	Не менше подвійної висоти опори, але не менше 50 м							
- трубопроводу зріджених вуглеводневих газів	Не менше 100 м				Не менше 1000 м			
- аміакопроводу	Трикратна висота опори, але не менше 50 м							
- немагістральних нафтопроводу і нафтопродуктопроводу, газопроводу з надлишковим тиском понад 1,2 МПа і менше, водопроводу, каналізації (напірної і самопливної), водостоку, теплової мережі	Не менше висоти опори ***							
Приміщення з вибухонебезпечними зонами і зовнішніми вибухонебезпечними установками: - компресорних (КС) і газорозподільних станцій (ГРС): на газопроводах з тиском понад 1,2 МПа	80	80	100	120	140	160	180	200
- на газопроводах з тиском газу 1,2 МПа і менше	Не менше висоти опори плюс 3 м							
- нафтоперекачувальних станцій (НПС)	40	40	60	80	100	120	150	150

Продовження таблиці 1.8

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань *, м, для ПЛ напругою, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
У разі перетину від основи опори ПЛ до будь-якої частини: - у трубопроводу, захисних пристроїв трубопроводу або канатної дороги	Не менше висоти опори							
- те саме на ділянках траси в стиснених умовах	3	4	4	4,5	5	6	6,5	15

* – Зазначені в таблиці відстані вибираються до межі насипу або захисної конструкції.

** – У разі прокладення трубопроводу в насипу збільшується на 1м.

*** – Якщо висота надземної споруди перевищує висоту опори ПЛ, відстань між цією спорудою і ПЛ потрібно брати не меншою, ніж висота цієї споруди.

1.9 Типові показники ефективності для техніко-економічного порівняння варіантів проектних рішень

На стадії техніко-економічного обґрунтування формують та прораховують основні технічні показники для конкурентних варіантів спорудження ліній електропередачі, що мають технічні та економічні особливості реалізації та подальшої експлуатації. Варіанти узгоджують з експертами експлуатуючих організації, що мають унікальний досвід, накопичений за час керування енергетичними об'єктами цього класу.

Для прийняття остаточного рішення щодо варіанта, рекомендованого для реалізації, виконують порівняльний аналіз техніко-економічних показників відібраних проектних рішень.

У найзагальнішому вигляді критерієм економічної ефективності є додатна величина *економічного ефекту*

$$E = P - B > 0,$$

де E – економічний ефект;

P – результати (дохід);

B – щорічні та разові витрати.

Для реалізації великих капіталомістких інвестиційних проектів, якими безсумнівно є будівництво ліній електропередач надвисокої напруги, економічну доцільність того або іншого варіанта рекомендовано визначати на підставі аналізу критеріїв економічної ефективності інвестицій з використанням інтегральних і елементарних показників [8].

До інтегральних показників належать:

- інтегральний ефект (інтегральний дисконтований чистий прибуток);
- внутрішня норма рентабельності;
- період повернення капіталу;
- рентабельність надходжень.

Елементарні показники:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку);
- період повернення платежів за інвестиції.

Для розрахунку критеріальних показників економічної ефективності для кожного року розрахункового періоду визначають балансовий прибуток, поточний річний чистий прибуток і чистий грошовий потік [8].

Балансовий прибуток за рік t відображає різницю надходжень і поточних річних витрат та амортизаційних відрахувань

$$\Pi_{\text{б}t} = D_t - B_{\text{e}t} - B_{\text{в}r\text{ }pt} - A_{pt}, \quad (1.1)$$

де D_t – надходження від транспортування електроенергії та інших джерел;

$B_{\text{e}t}$ – щорічні витрати на експлуатацію і обслуговування електропередачі;

$B_{\text{в}r\text{ }pt}$ – щорічні витрати на покриття втрат електроенергії для її транспортування по лінії електропередачі;

A_{pt} – амортизаційні відрахування на реновацію.

Поточний річний чистий прибуток являє собою різницю балансового прибутку (1.1) та суми податкових відрахувань і оплати відсотків за кредитними зобов'язаннями

$$\Pi_{pt} = \Pi_{\text{б}t} - H_{\text{п}t} - B_{\text{к}pt}, \quad (1.2)$$

де $H_{\text{п}t}$ – податок на прибуток;

$B_{\text{к}pt}$ – оплата відсотків за кредит.

Чистий грошовий потік оцінюється алгебричною сумою всіх (щорічних і разових) надходжень і витрат за t -й рік розрахункового періоду без урахування амортизації

$$\Pi_{\text{ч}t} = \Pi_{pt} + A_{pt} + L_t - K_t, \quad (1.3)$$

де K_t – капіталовкладення протягом t -го року розрахункового періоду;

L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого обладнання в t -й рік розрахункового періоду.

Розглянемо докладніше інтегральні критеріальні показники економічної ефективності альтернативних варіантів спорудження електропередачі.

Одним з основних показників ефективності капіталовкладень є *інтегральний ефект* (інтегральний дисконтований чистий прибуток), який визначають за виразом

$$\Pi_{Д} = \sum_{t=1}^{T_{розр}} \frac{\Pi_{чt}}{(1 + E)^t}, \quad (1.4)$$

де $T_{розр}$ – розрахунковий період, протягом якого визначається ефективність інвестицій;

E – норма дисконту.

Норма дисконту E дорівнює відсотковій ставці Національного банку України за довготривалими вкладками. Для визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику рекомендовано брати $E = 0,1$ і $T_{розр} = 25$ років [8].

Для визнання проекту ефективним з погляду інвестора потрібно, щоб величина інтегрального ефекту була додатною. Порівнюючи альтернативні проекти, перевагу потрібно віддавати варіанту з більшою додатною величиною інтегрального ефекту.

Для статичних задач, якщо інвестиції впроваджують протягом одного року за незмінних витрат у розрахунковому періоді формулу (1.4) спрощують:

$$\Pi_{Д} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E - K}. \quad (1.5)$$

Внутрішньою нормою рентабельності (ВНР) називають таку величину дисконту $E = e$, за якої інтегральний ефект набуває нульового значення:

$$\Pi_{Д} = \sum_{t=1}^{T_{розр}} \frac{\Pi_{чt}}{(1 + e)^t} = 0. \quad (1.6)$$

Значення ВНР e відповідає граничній величині норми дисконту E , за якої проект вигідний. Для оцінювання ефективності інвестиційного проекту величину e потрібно зіставити з нормою дисконту E . Варіанти, для яких дотримується умова $e > E$, характеризуються додатною величиною інтегрального ефекту, отже, економічно доцільні. Навпаки, проекти, для яких $e < E$, характеризуються від'ємною величиною інтегрального ефекту, безсумнівно є неефективними.

Періодом повернення капіталу називають тривалість часу, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків стає і надалі залишається додатною. При цьому величина терміну окупності об'єкта зазвичай є обме-

женням, що накладається на реалізацію проекту. Період повернення капіталу T_{Π} можна визначати з рівняння

$$\Pi_{\mathcal{D}} = \sum_{t=1}^{T_{\Pi}} \frac{\Pi_{\mathcal{D}t}}{(1+E)^t} = 0. \quad (1.7)$$

Період повернення капіталу є додатковим критерієм ефективності, що містить інформацію про те, коли гроші, вкладені в інвестиційний проект, можна використати для нових вкладень.

Рентабельність надходжень – це відношення суми дисконтованих надходжень і ліквідаційної вартості до суми дисконтованих витрат, які враховують під час визначення чистих грошових потоків

$$R_{\mathcal{D}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{розр}}} \frac{(\mathcal{D}_t + \mathcal{L}_t)(1+E)^t}{(B_{\text{et}} + B_{\text{кр}t} + B_{\text{втр}pt} + H_{\text{ит}} + K_t)(1+E)^t} = 0. \quad (1.8)$$

Слід відмітити, що величина рентабельності надходжень дозволяє оцінити надходження відносно витрат. Очевидно, що проект буде економічно ефективним, коли величина рентабельності надходжень більша від одиниці ($R_{\mathcal{D}} > 1$). Із двох альтернативних проектів ефективнішим є той проект, що характеризується більшою величиною $R_{\mathcal{D}}$.

Для визначення економічної ефективності порівняльних варіантів використовують такі елементарні показники.

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) являє собою відношення поточного річного прибутку до капіталовкладень, у результаті яких цей прибуток отримано.

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt} + \mathcal{L}_t}{K}. \quad (1.9)$$

Величина R_i являє собою частину капіталовкладень, яка повертається щорічно у вигляді доходу.

Період окупності інвестиції у статичних задачах чисельно дорівнює величині, оберненій рентабельності інвестиції

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i}. \quad (1.10)$$

У разі реалізації будівництва електропередачі протягом більше ніж одного року або зміни поточних економічних показників протягом розрахун-

кового періоду як основний показник економічної ефективності рекомендовано використати інтегральний ефект (1.4), а як додаткові – внутрішню норму рентабельності (1.6), період повернення капіталу (1.7) і рентабельність надходжень (1.8) [8].

Якщо лінію будують протягом одного року, а поточні показники в розрахунковому періоді незмінні, то як основний показник економічної ефективності використовують інтегральний ефект (1.5), а як додаткові критерії – рентабельність інвестицій (1.9) і період окупності інвестицій (1.10).

У разі порівняння варіантів спорудження електропередач, у яких прибуткова частина однакова, зіставленню підлягають лише витрати на спорудження і експлуатацію лінії. Критерієм ефективності тут буде мінімум функції *сумарних дисконтованих витрат*, величину якої визначають за виразом

$$B_{ДС} = \sum_{t=1}^{T_{розр}} (K_t + B_t - Л_t) + (1 + E)^t,$$

де B_t – сумарні щорічні витрати, що чисельно дорівнюють сумі експлуатаційних витрат, витрат на покриття втрат електричної енергії і оплати відсотків за кредит.

Для статичних задач оцінювання економічної ефективності сумарні дисконтовані витрати визначають за формулою

$$B_{ДС} = \frac{B}{E} + K + Л. \quad (1.11)$$

Для визначення і порівняння економічної ефективності різних варіантів спорудження ліній електропередачі обов'язково оцінюють точність і правильність вихідної інформації, а також різні додаткові чинники, які через їх невизначеність не могли бути враховані в розрахунках. Наприклад, під час реалізації техніко-економічних розрахунків такі показники, як ціни (тарифи), перспективні навантаження і економічні нормативи найчастіше не можна визначити однозначно. Тому основою для прийняття рішень про вигідні інвестиції і вибір найбільш доцільного варіанта має бути достатня кількість сподіваних значень їх основних і додаткових показників, обмежена можливими ймовірними змінами вихідних показників та економічних нормативів.

2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110-330 КВ

Основними економічними показниками підстанцій є [1–3]:

- капіталовкладення, зокрема й на будівельно-монтажні роботи (БМР);
- витрати основних матеріалів (сталевих та залізобетонних конструкцій)
- щільність забудови майданчика;
- тривалість будівництва;
- витрати на будівництво.

Вартісні показники спорудження підстанції (ПС) залежать, головним чином, від кількості та потужності встановлених трансформаторів та схеми електричних з'єднань розподільних установок (РУ) всіх напруг. Вартість трансформаторів та РУ складає 60-80 % вартості спорудження підстанцій і визначає основний техніко-економічний показник – вартість 1 МВА встановленої потужності.

Для оцінювання впливу схеми ВРУ ВН на вартість ПС можна виходити з наступної приблизної вартості комірки різних напруг [3]:

Напруга, кВ	110	220	330
Вартість комірки, тис. грн	2520	6480	14500

Перехід від схеми ВН з одним вимикачем до схеми з чотирма вимикачами за однакової потужності трансформаторів збільшує питому вартість підстанції:

- а) 110/10 кВ, 2×16 МВА – на 26 %;
- б) 220/110/10 кВ, 2×125 МВА – на 32 %.

Таким чином, головна схема ПС, яка встановлює сполучення напруг, кількість та потужність трансформаторів, електричні зв'язки окремих приєднань та ланцюгів, визначає властивості, технічну і економічну характеристики підстанцій.

У свою чергу, вибір головної схеми підстанції залежить від наступних вхідних даних:

- електричного навантаження та розрахункового періоду, який визначає вибір кількості та потужності трансформаторів;
- напруги розподільних установок;
- кількості відхідних ліній за напругами;
- типу та потужності джерел реактивної потужності.

Ці питання розв'язуються в схемах розвитку електричних мереж району на наступні п'ять років з урахуванням перспективи на десять років і є вихідними даними для виконання проектів ПС.

2.1 Головні схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій

Згідно з [7] головна схема електричних з'єднань підстанції повинна задовольняти наступним вимогам:

- забезпечувати потрібну надійність електропостачання споживачів підстанцій і транзит потужності міжсистемними зв'язками в нормальному та післяаварійному режимах;
- враховувати перспективу розвитку, динаміку зміни навантаження мережі;
- допускати можливість поступового розширення розподільних установок всіх рівнів напруг;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики;
- забезпечувати можливість проведення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вимикання суміжних приєднань.

Для розподільних установок підстанцій 35–750 кВ розроблено та затверджено для використання під час проектування типові схеми [7, 9]. Визначальною для вибору схеми РУ є кількість приєднань. Типові схеми охоплюють більшість випадків, які зустрічаються на практиці проектування підстанцій та задовольняють наведеним раніше вимогам. Діючі типові схеми розподільних установок 110, 220 та 330 кВ наведені у таблиці 2.1 та на рисунку 2.1.

Частина наведених схем кожної напруги призначена для використання на стороні вищої напруги, інші – на стороні середньої напруги підстанцій. Як правило, для розподільних установок вищої напруги застосовуються простіші схеми з кількістю вимикачів, меншою ніж кількість приєднань або рівною їм. Схеми, які призначені для використання на стороні середньої напруги, мають більше одного вимикача на кожне приєднання (але не більше 1,5).

Типові схеми розподільних установок 6–20 кВ (нижчої напруги для підстанцій 110, 220 та 330 кВ) і 35 кВ (середньої напруги для підстанцій 110 кВ і нижчої напруги для підстанцій 220 і 330 кВ з автотрансформаторами) наведено на рисунку 2.2.

Типові схеми повинні бути розроблені на кінцевій стадії розвитку підстанції.

Таблиця 2.1 – Типові схеми РУ напругою від 110 кВ до 330 кВ і сфера їх застосування

Шифр типової схеми	Найменування схеми	Область використання схеми в мережах				Сторона	Кількість ліній	Умови та особливості застосування	Схема на рисунку 2.1
		110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ				
110-1 150-1 220-1 330-1	Два блоки з ліній-трансформатор з роз'єднувачами	+	+	+	+	ВН	2	Тупикові ПС у разі живлення одного трансформатора від однієї лінії, яка не має відгалужень	а
110-3 150-3 220-3	Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	+	+	+	-	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній, за потужності трансформаторів до 63 МВА	б
110-4 150-4 220-4	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів	+	+	+	-	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній і збереження транзитиву в разі пошкодження трансформатора, за потужності трансформаторів до 63 МВА	в
110-6 150-6 220-6	Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин	+	+	+	-	ВН	3–6	Вузлові ПС напругою 110 кВ і 220 кВ за кількості нерезервованих ліній не більше однієї на кожній із секцій	г

Продовження таблиці 2.1

Шифр типової схеми	Найменування схеми	Область використання схеми в мережах				Сторона	Кількість ліній	Умови та особливості застосування	Схема на рисунок 2.1
		110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ				
110-7 150-7 220-7	Дві робочі і обхідна системи шин	+	+	+	-	СН	До 12	1) ПС з АТ потужністю до 2×200 (2×400) МВА. 2) ПС з АТ потужністю 4×200 (4×250) МВА. Дозволено застосовувати дві окремі РУ (по одній на кожну пару АТ)	д
110-8 150-8 220-8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна система шин з двома обхідними й двома шиноз'єднувальними вимикачами	+	+	+	-	СН	Понад 12	1) За необхідності зняття струмів КЗ. 2) ПС з АТ потужністю 4×200 (4×250) МВА.	е
220-9 330-9	Чотирикутник	-	-	+	+	ВН	2	За потужності трансформаторів 125 МВА і більше для напруги 220 кВ і будь-якої потужності для напруги 330 кВ і вище	ж
330-10	Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі	-	-	-	+	ВН СН	До 4	Вузлові ПС мережі напругою від 330 кВ і вище	з
330-11	Полугорна	-	-	-	+	ВН СН	-	За кількості приєднань понад 7	и

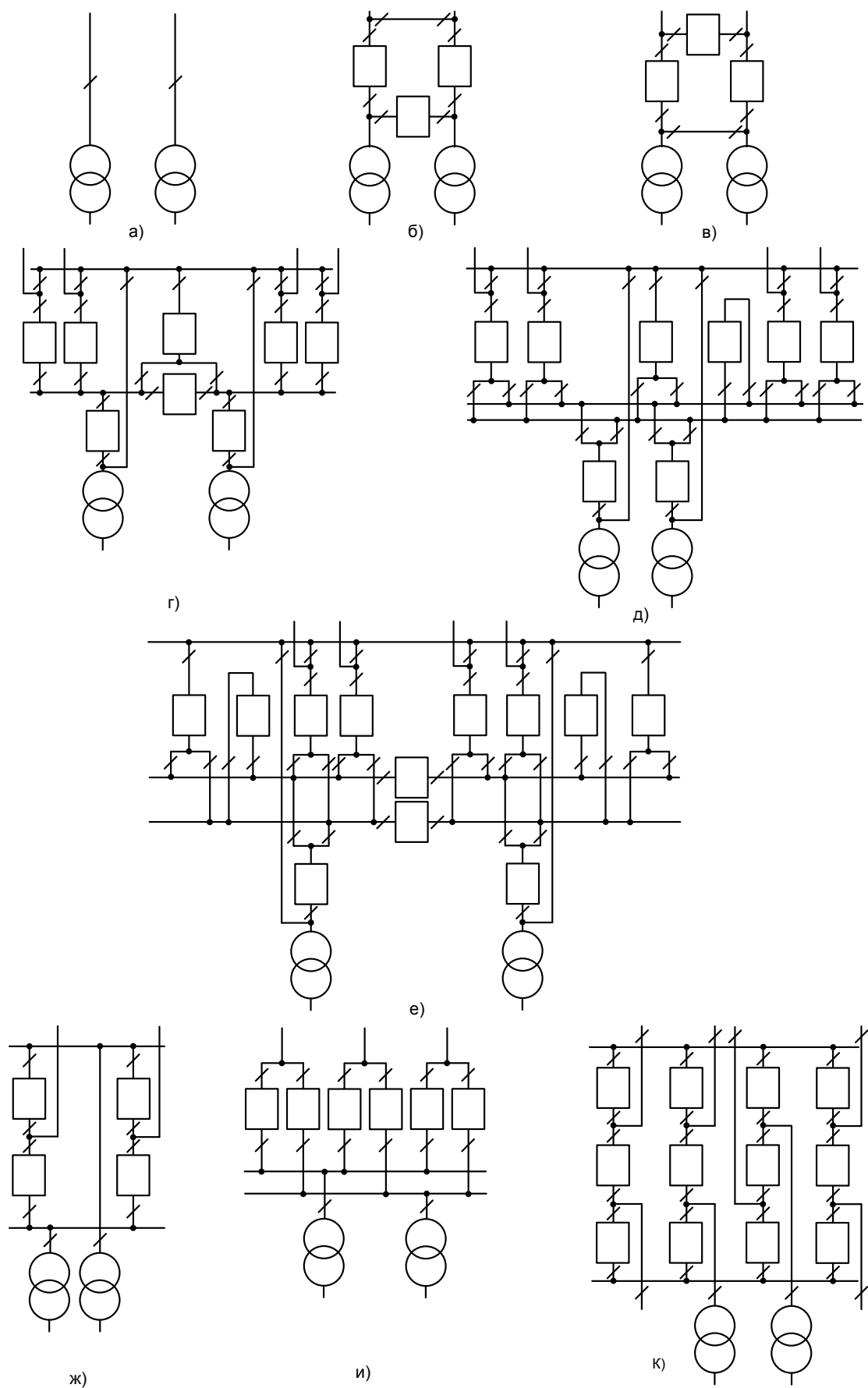


Рисунок 2.1 – Типові схеми РУ 110-330 кВ

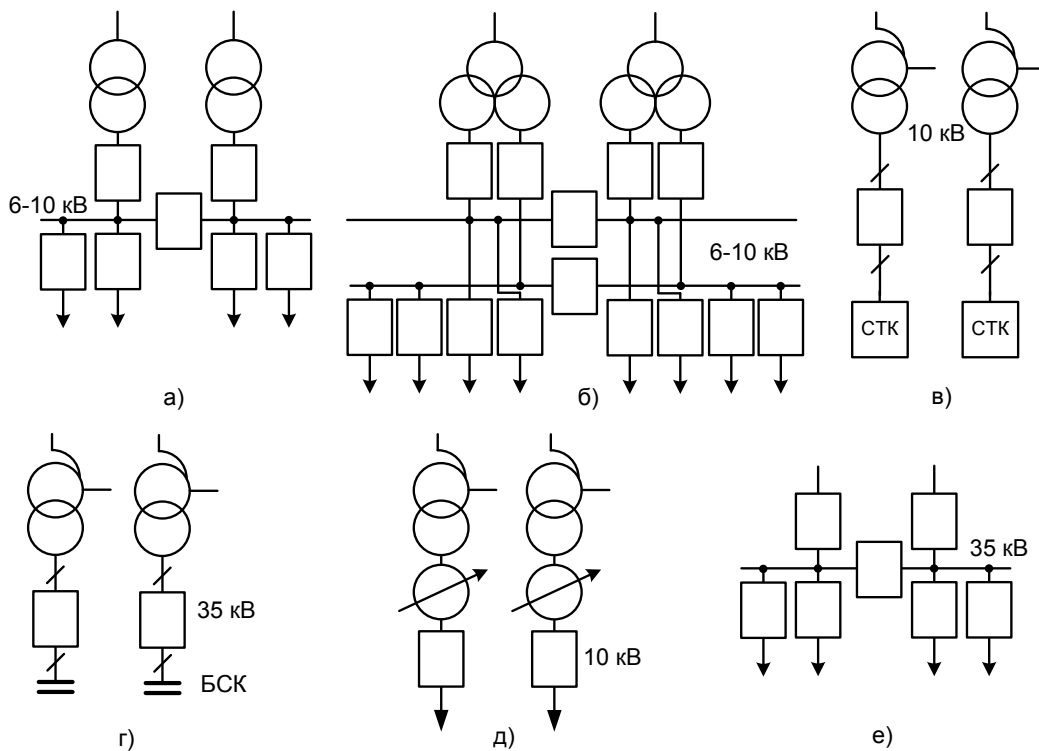


Рисунок 2.2 – Типові схеми розподільних установок нижчої напруги (6–20 кВ, а – в, д) та середньої напруги (35 кВ, г, е)

Підстанції з вищою напругою 110 кВ (рисунок 2.3). Наведені в роботі результати дослідження дозволяють обмежити кількість схем 110 кВ для типових підстанцій трьома:

1) 110-3 – за приєднання прохідних підстанцій, за необхідності секціонування ліній;

Примітка. Кількість ліній 10 кВ вибирається залежно від потужності трансформаторів (див. табл. 2.5).

2) 110-4 – за приєднання прохідних підстанцій, за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора;

3) 110-6 – за приєднання до мережі по трьох–шести повітряних лініях.

Відповідно до затверджених типових схем РУ 110 кВ при трьох і більше лініях передбачається обхідна система шин для можливості заміни будь-якого лінійного вимикача під час його ремонту або відмови обхідним вимикачем. Спорудження обхідної системи шин підвищує надійність роботи лінійних приєднань і потребує збільшення капіталовкладень, майданчика підстанції (100 мм² на одну комірку), ускладнює виконання оперативних перемикачів.

Обов'язковість такого рішення за малої кількості ліній на підстанції виявляється недостатньо обґрунтованою. За сучасного рівня розвитку електричних мереж всі підстанції 110 кВ при кінцевій схемі свого розвитку мають живитися не менше ніж по двох лініях, тому вимикання однієї з них під час відмови або планового ремонту лінійного вимикача, який виконується раз на 6–8 років, не призводить до порушення електропостачання.

Використання схеми підстанції 110 кВ з трьома–чотирма лініями (тобто схеми 110-6) доцільно у випадках, коли вона є вузловою, тобто усі повітряні лінії є живильними. Виходячи з цих міркувань, для типових уніфікованих підстанцій рекомендується використання схеми 110-6.

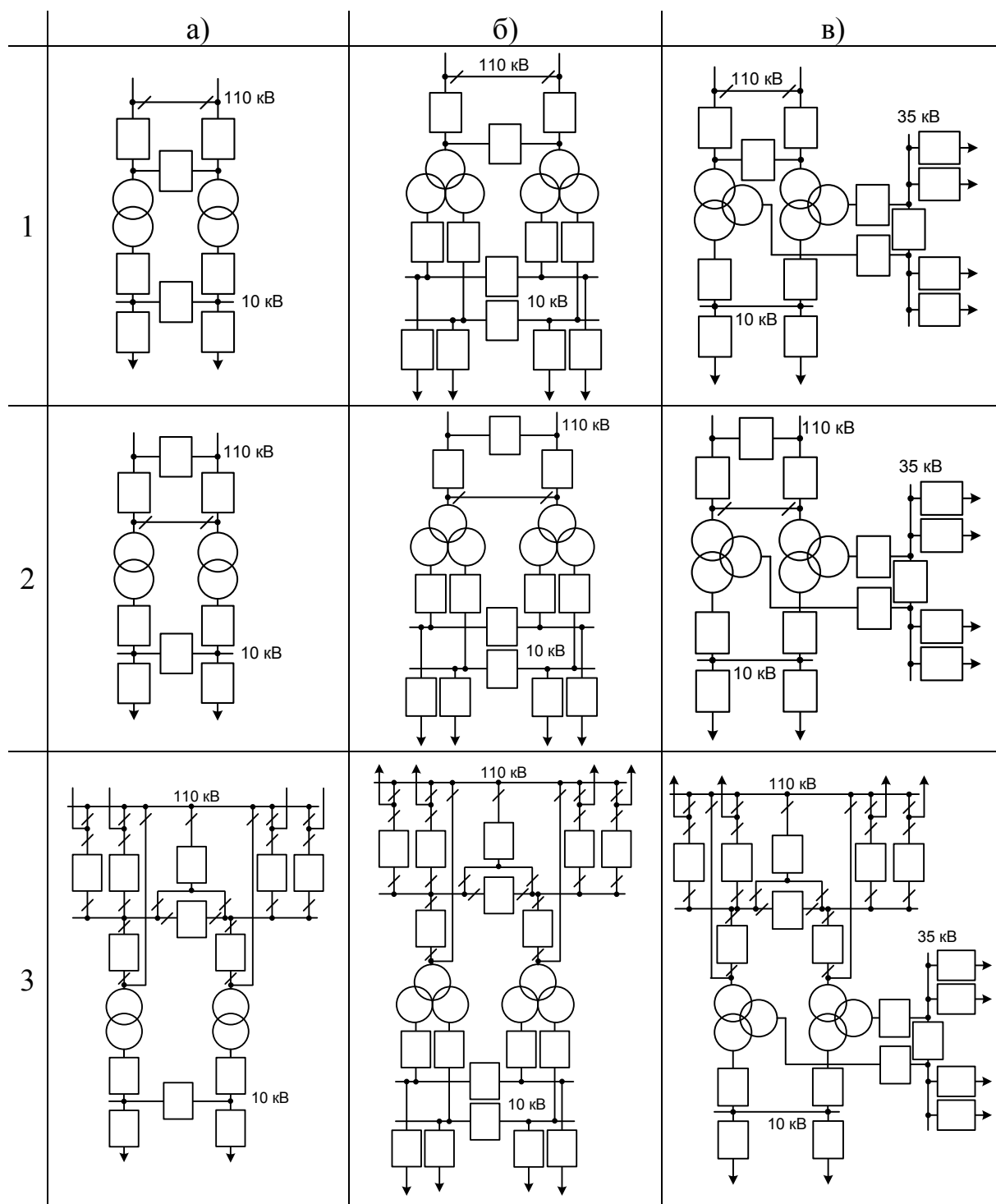


Рисунок 2.3 – Схеми типових уніфікованих підстанцій 110 кВ:
 1, 2, 3 – типові схеми на стороні ВН відповідно 110-4, 110-5 та 110-10
 а) трансформатори 110/10 кВ до 16 МВА; б) трансформатори 110/10 кВ
 25-40 МВА; в) трансформатори 110/35/10 кВ 6,3-40 МВА

На стороні середньої напруги (35 кВ) підстанцій з триобмотковими трансформаторами застосовується одинична секціонована система шин для приєднання, як правило, до чотирьох повітряних ліній (див. рис. 2.2, е), а на стороні нижчої напруги – ця ж схема (див. рис. 2.2, а) з кількістю відхідних ліній, яка відповідає потужності трансформаторів.

Для підстанцій з двообмотковими трансформаторами схема на стороні нижчої напруги вибирається залежно від їх потужності: одинична секціонована система шин для трансформаторів 6,3–16 МВА (в окремих випадках і для 25 МВА) або дві одиничні секціоновані системи шин для трансформаторів 25–40 МВА, які виконуються з розщепленими обмотками для обмеження струмів КЗ.

Підстанції з вищою напругою 220 кВ (рисунок 2.4).

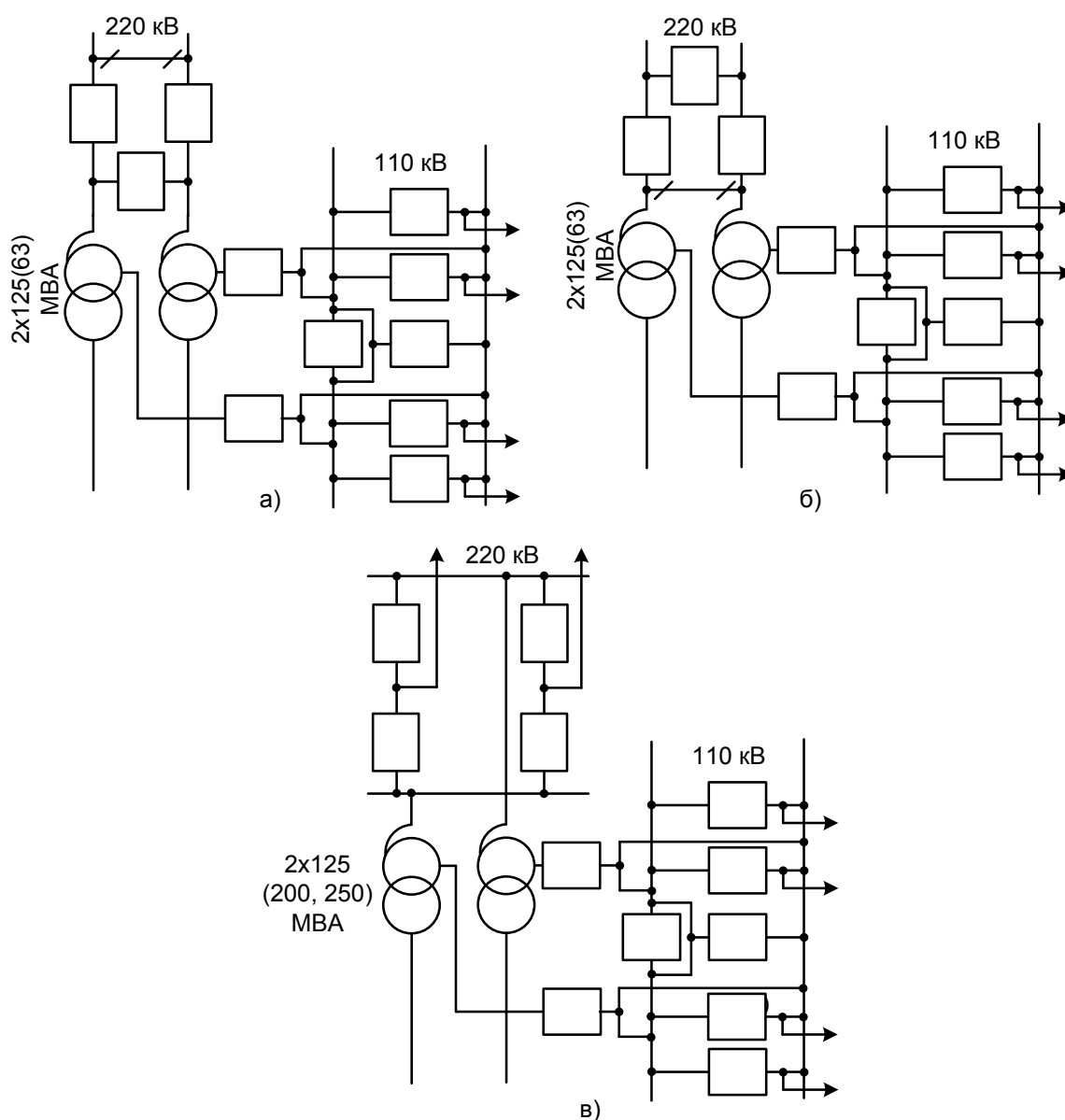


Рисунок 2.4 – Схеми типових уніфікованих підстанцій 220 кВ: схема на стороні ВН 220-3 (а); схема на стороні ВН 220-4 (б); схема на стороні ВН 220-9 (в)

На стороні ВН уніфікованих підстанцій рекомендується застосування таких схем [7]:

а) 220-3 – для прохідних підстанцій з автотрансформаторами потужністю до 63 МВА, за необхідності секціонування ліній;

б) 220-4 – для прохідних підстанцій з автотрансформаторами потужністю до 63 МВА, за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора;

в) 220-9 – для підстанцій з автотрансформаторами потужністю 125 МВА і більше.

На стороні 110 кВ рекомендується застосування типової схеми 110-6 (одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин), а за потужності автотрансформатора 63 МВА і відповідно чотирьох відхідних ПЛ – схеми 110-6, але з суміщеним обхідним та секційним вимикачем.

Для схем на стороні нижчої напруги не можна дати однозначні рекомендації, оскільки вибір напруг цих обмоток та схем на стороні НН залежать від місцевих умов. Залежно від наявності місцевого навантаження, потреби в джерелах реактивної потужності та їх типу можна брати схеми рисунку 2.2, в, г або д.

Підстанції з вищою напругою 330 кВ (рисунок 2.5). На стороні ВН підстанції 330 кВ приєднуються до мережі або по двох лініях (в розсічку лінії), або по трьох–чотирьох ПЛ. При увімкненні підстанції в розсічку лінії можна застосовувати такі схеми: місток з вимикачами в колах ліній або трансформаторів, чотирикутник.

Використання схеми чотирикутника є найбільш економічним, не зважаючи на те, що вона потребує більшої кількості вимикачів, ніж схема містка (один вимикач на приєднання замість 0,75). Це пояснюється додатковими витратами в схемі містка на спорудження ремонтної перемички з роз'єднувачами, а також збитком від недовідпуску електроенергії за рахунок меншої надійності цієї схеми. Виконані розрахунки показують, що періодичність повного погашення підстанції за схемою містка з трьома вимикачами становить 12–17 років, а за схемою чотирикутника – 278 років. Ці міркування визначили виключення схеми містка з числа типових. Виходячи з цього, для підстанцій 330 кВ, увімкнених в розсічку лінії, на стороні вищої напруги береться типова схема чотирикутника (330-9).

За приєднання до мережі 330 кВ до трьох–чотирьох ПЛ отримала поширення схема трансформатори–шини (330-10) з приєднанням кожної лінії через два вимикачі (див. рисунок 2.1, и). Ця схема є розвитком схеми чотирикутник, причому зі збільшенням кількості ліній, що приєднуються, збільшується питома кількість вимикачів (один на приєднання – схема 330-9; 1,2 – схема 330-10 з трьома ПЛ; 1,33 – схема 330-10 з чотирма ПЛ) та знижується її надійність за рахунок збільшення ймовірності збігу відмови вимикача пошкодженої лінії з плановим ремонтом вимикача іншої повітряної лінії.

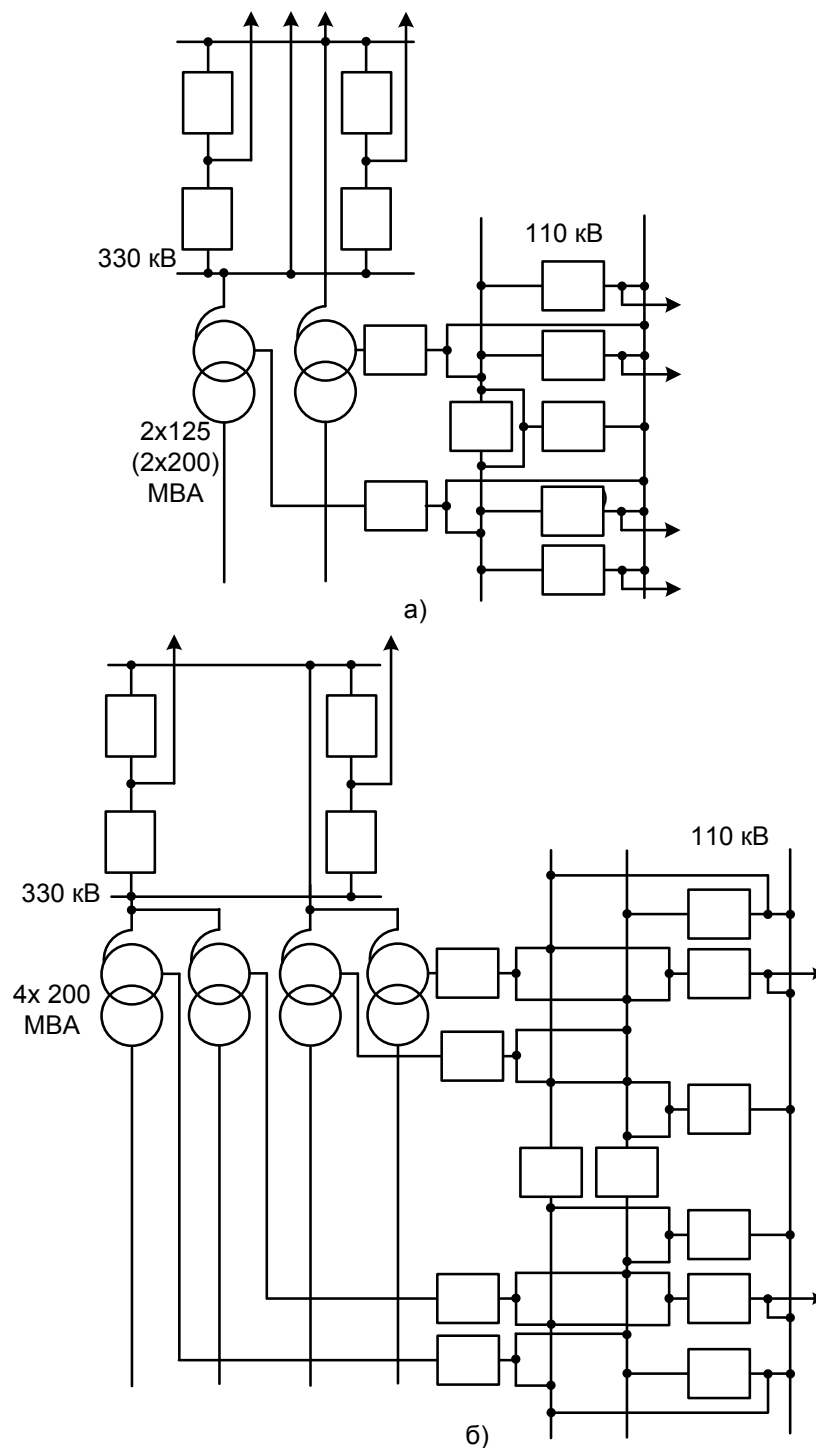


Рисунок 2.5 – Схеми уніфікованих підстанцій 330 кВ:
а) при двох АТ; б) при чотирьох АТ

На стороні середньої напруги (110 кВ) уніфікованої підстанції 330 кВ має передбачатися схема, яка забезпечує приєднання 3–6 ліній (залежно від потужності автотрансформаторів). Цю умову задовольняє типова схема 110-6 (див. рисунок 2.1, г).

На стороні нижчої напруги можуть бути використані схеми, які рекомендовано раніше для підстанцій 220 кВ (рисунок 2.2, в, г або д). З урахуванням того, що для підстанцій 330 кВ достатньо часто доцільно встанов-

лення трьох–чотирьох автотрансформаторів, на уніфікованих підстанціях має передбачатися така можливість. Збільшення кількості автотрансформаторів до чотирьох не впливає на наведені раніше рішення по схемі ВРУ 330 кВ, оскільки до сторони вищої напруги можна приєднати по два автотрансформатори як один блок або за схемою розширеного чотирикутника (по двох повітряних лініях). Однак збільшення сумарної трансформаторної потужності підстанції до 4×200 МВА призведе до зростання числа відхідних ліній 110 кВ, кількість яких може досягнути двадцяти. Крім того, окреме підключення автотрансформаторів на стороні 110 кВ збільшує кількість приєднань ще на два. За такої кількості приєднань на стороні середньої напруги має бути застосована типова схема 110-8 – дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин (див. рисунок 2.1, е). Ця умова створює неможливість використання схеми рисунку 2.5, а з її подальшим розвитком і обумовлює необхідність створення для такого випадку самостійної схеми (рисунок 2.5, б).

Таким чином, не зважаючи на велику кількість сполучень різних за напругою та кількістю приєднань РУ, можна розробити обмежену кількість типових схем для уніфікованих підстанцій 110-330 кВ, в тому числі з ВН 110 кВ – 9 типів; з ВН 220 кВ – 3 типи; з ВН 330 кВ – 2 типи.

Розроблення проектів та будівництво підстанцій заводського виготовлення спрощується за рахунок повторення окремих елементів (РУ всіх напруг, вузлів встановлення трансформаторів тощо) в різних типах підстанцій.

2.2 Конструкції відкритих розподільних установок підстанцій

За напруги 35-110 кВ і вище вартість відкритих РУ нижче вартості відповідних закритих РУ внаслідок меншого обсягу будівельних робіт. Спрощується розширення і реконструкція РУ. Негативні сторони таких РУ – відносно велика площа і схильність ізоляторів до запилення.

У таблиці 2.2 наведено найменші відстані у просвіті від струмовідних частин до різних елементів ПС напругою від 10 кВ до 500 кВ. Згідно з [7] мінімальні відстані в повітрі між струмовідними частинами різнойменних фаз і від струмовідних частин до заземлювальних конструкцій $A_{\phi-\phi}$ (рис. 2.6 і 2.7) для ВРУ є дещо більшими відповідних відстаней для ЗРУ з урахуванням несприятливих умов роботи – дощу, снігу, пилу та ін. Найменші відстані від струмовідних частин до огорож (рис. 2.8), до поверхні землі (рис. 2.9), до транспортованого обладнання (рис. 2.10) і багато інших (рис. 2.11 – 2.15) також збільшені.

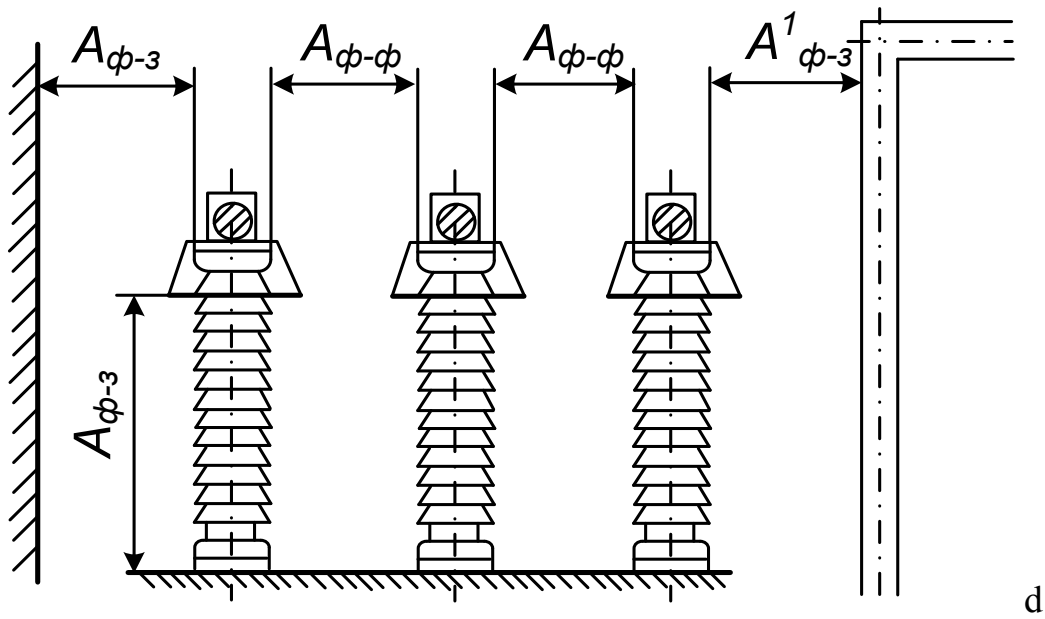


Рисунок 2.6 – Найменші відстані в просвіті за жорстких шин між струмовідними і заземленими частинами ($A_{\phi-3}$, $A^1_{\phi-3}$) та між струмовідними частинами різних фаз ($A_{\phi-\phi}$)

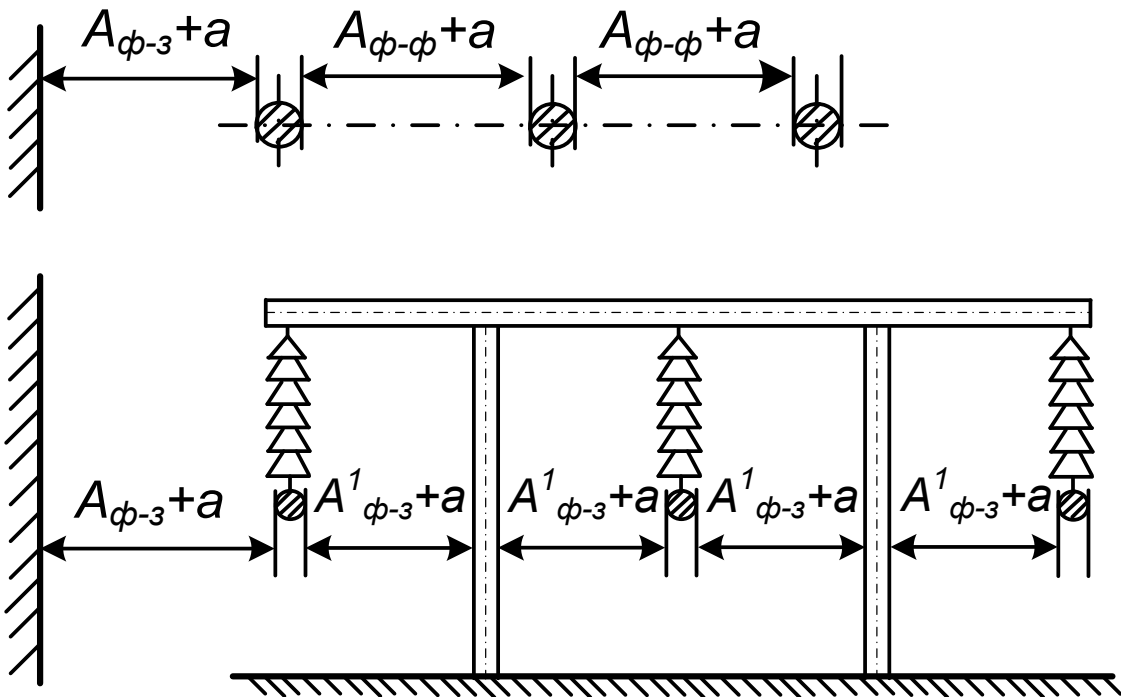


Рисунок 2.7 – Найменші відстані в просвіті за гнучких неізолюваних шин між струмовідними і заземленими частинами та між струмовідними частинами різних фаз, розташованими в одній горизонтальній площині

Таблиця 2.2 – Найменші відстані у проєкті від струмовідних частин до різних елементів ПС напругою від 10 кВ до 750 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)

Номер рис.	Найменування відстаней	Позначення	Найменша ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
2.6, 2.7, 2.8	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до протяжних заземлених конструкцій і до постійних внутрішніх огорожень висотою не менше ніж 2 м, а також до стаціонарних екранів між ланками РУ і протипожежних перегородок	$A_{\phi-3}$	200*	300	400	$\frac{900}{600}$	$\frac{1300}{800}$	$\frac{1800}{1200}$	$\frac{2500}{2000}$	$\frac{3750}{3300}$	$\frac{5500}{5200}$
2.6, 2.7	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до заземлених конструкцій: головки апарата-опора, провід-стояк (траверса), провід-кільце (стрижень)	$A'_{\phi-3}$	200*	300	400	$\frac{900}{600}$	$\frac{1300}{800}$	$\frac{1800}{1200}$	$\frac{2500}{2000}$	$\frac{3750}{3300}$	$\frac{5500}{5200}$
2.6, 2.7	Між струмовідними частинами різних фаз	$A_{\phi-\phi}$	220	330	440	$\frac{1000}{750}$	$\frac{1400}{1050}$	$\frac{2000}{1600}$	$\frac{2800}{2200}$	$\frac{4200}{3400}$	$\frac{8000}{6500}$
2.8	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до постійних внутрішніх огорожень висотою до 1,6 м	B	950	1050	1150	$\frac{1650}{1350}$	$\frac{2050}{1550}$	$\frac{2550}{2000}$	$\frac{3250}{3000}$	$\frac{4500}{4100}$	$\frac{6250}{5800}$
2.10	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до механізмів і вантажопідійомних машин в робочому і транспортному положеннях, від стропів, вантажозахоплювальних пристроїв і вантажів	B'	1000	1000	1000	1500	2000	2500	3500	4500	6000
2.11	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах у разі обслуговування нижнього кола і при невимкненому верхньому	B	950	1050	1150	1650	$\frac{2050}{2000}$	$\frac{3000}{2400}$	$\frac{4000}{3500}$	$\frac{5000}{3900}$	$\frac{7000}{6000}$
2.9, 2.15	Від необгороджених струмовідних частин до землі або покрівлі будівлі при найбільшому провисанні проводів	Γ	2900	3000	3100	$\frac{3600}{3300}$	$\frac{4000}{3500}$	$\frac{4500}{3900}$	$\frac{5000}{4700}$	$\frac{6450}{6000}$	$\frac{8200}{7200}$

Продовження таблиці 2.2

Номер рис.	Найменування відстаней	Позначення	Найменша ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
2.13, 2.15	Від струмовідних частин до верхньої кромки зовнішньої огорожі або до будівлі чи споруди	D	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4500 4000	5750 5300	7500 6500
2.11, 2.12	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах, а також між струмовідними частинами різних кіл по горизонталі при обслуговуванні одного кола і невиключеному іншому	D'	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4200 3800	5200 4700	7000 6500
2.14	Від контакту і ножа роз'єднувача у відкритому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	\mathcal{J}	240	365	485	1100 850	1550 1150	2200 1800	3100 2600	4600 3800	7500 6100

Примітки:

- Для елементів ізоляції, що перебувають під розподіленим потенціалом, ізоляційні відстані потрібно вибирати з урахуванням фактичних значень потенціалів у різних точках поверхні ізоляції. У разі відсутності даних про розподіл потенціалу дозволено умовно приймати пряmolінійний закон спадання потенціалу вздовж ізоляції від повної номінальної напруги (з боку струмовідних частин) до нуля (з боку заземлених частин).
- Відстань від струмовідних частин до елементів ізоляції (з боку струмовідних частин), які перебувають під напругою, до габаритів трансформаторів, які транспортують залізничними коліями, дозволено брати меншою від розміру B' , але не меншою від розміру $A_{\phi-3}$.
- Відстані $A_{\phi-3}$, $A'_{\phi-3}$ й $A_{\phi-\phi}$ для ВРУ напругою 220 кВ і вище, розташованих на висоті понад 1000 м над рівнем моря, потрібно збільшувати відповідно до вимог державних стандартів, а відстані $A_{\phi-\phi}$, B і D' треба перевіряти за умовами обмеження корони.
- Для напруги 750 кВ у таблиці наведено відстані $A_{\phi-\phi}$ між паралельними проводами довжиною понад 20 м; відстані $A_{\phi-\phi}$ між екранами, схрещеними проводами, паралельними проводами довжиною до 20 м для ВРУ напругою 750 кВ із розрядниками або із ОПН потрібно зменшувати на 1000 м.

* Для апаратів ОПН відстань скорочувати за висотою апарата: до 105 мм – для напруги 6 кВ і до 150 мм – для напруги 10 кВ.

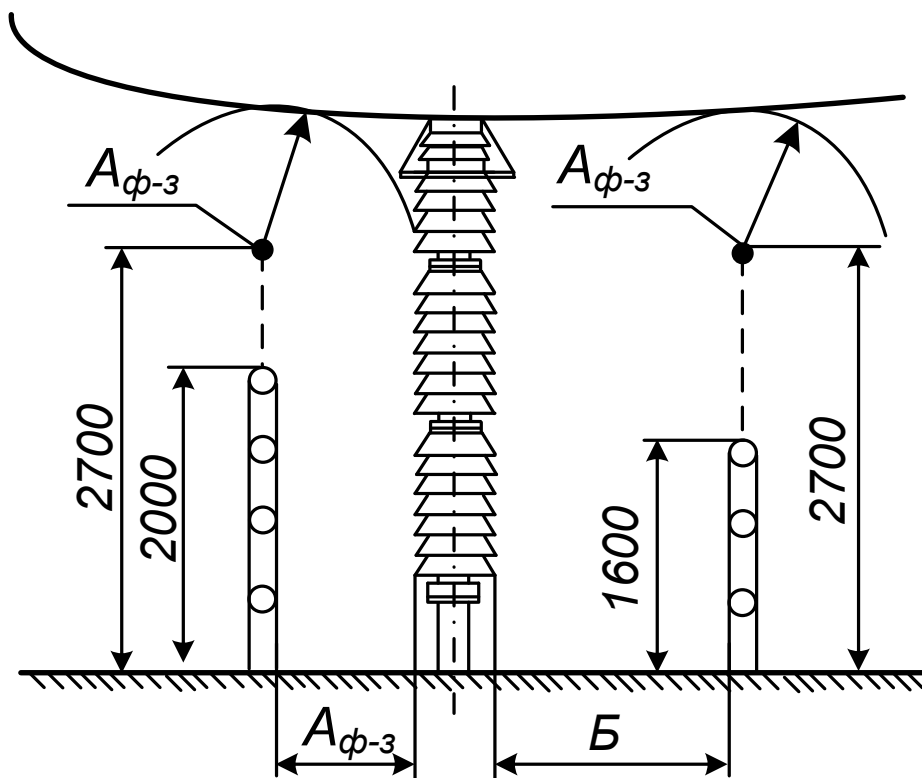


Рисунок 2.8 – Найменші відстані від неізолюваних струмовідних частин і елементів ізоляції, які перебувають під напругою, до внутрішніх огорож

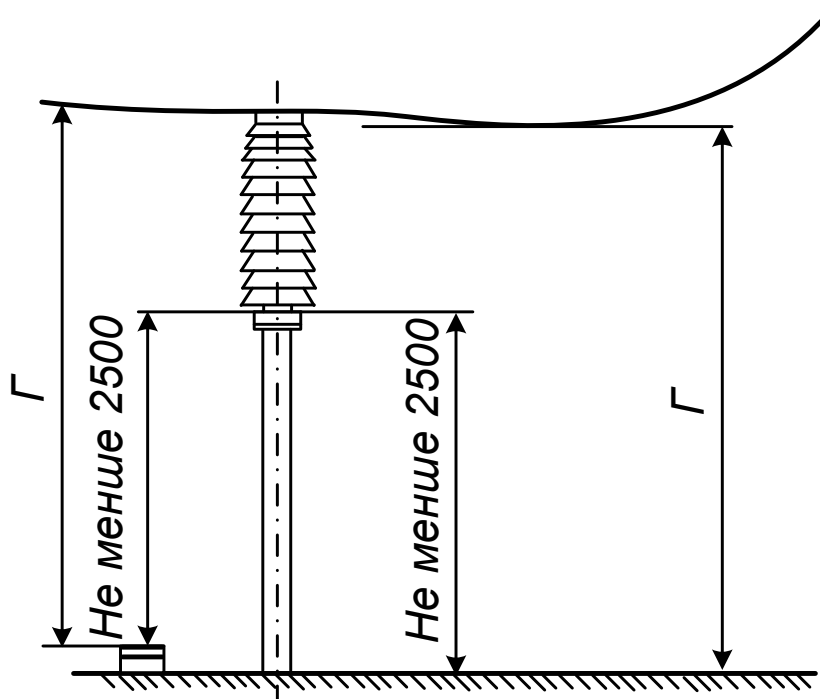


Рисунок 2.9 – Найменші відстані від необгороджених струмовідних частин і від нижнього краю фарфору (полімерного металу) ізоляторів до землі або наземних комунікаційних споруд

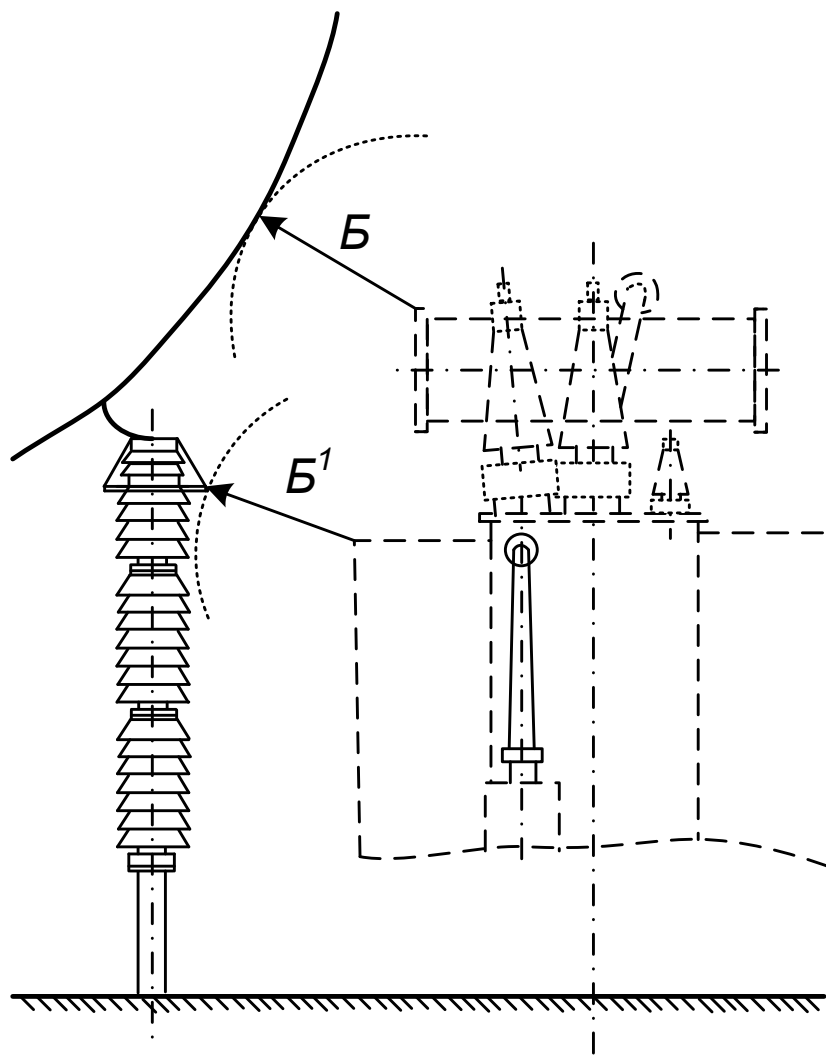


Рисунок 2.10 – Найменші відстані від струмовідних частин до транспортного обладнання

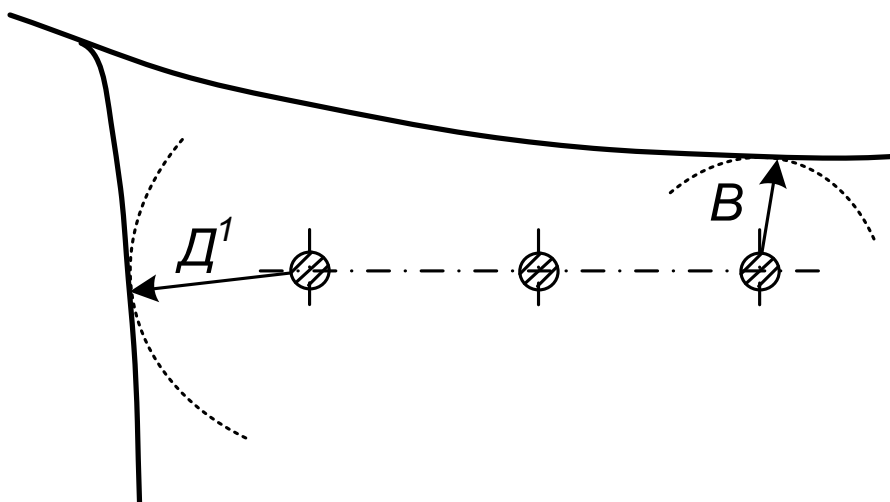


Рисунок 2.11 – Найменші відстані між струмовідними частинами різних кіл, розташованими у різних площинах, з обслуговуванням нижнього кола за не вимкненого верхнього

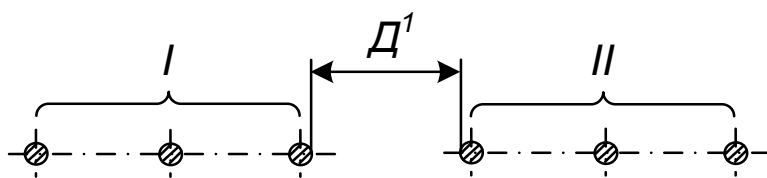


Рисунок 2.12 – Найменші відстані по горизонталі між струмовідними частинами різних кіл з обслуговуванням одного кола за невимкненого іншого

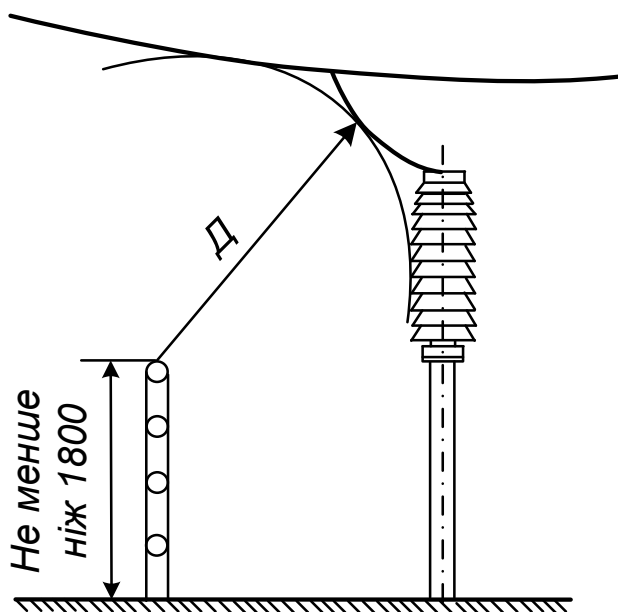


Рисунок 2.13 – Найменші відстані від струмовідних частин до верхнього краю зовнішньої огорожі РУ

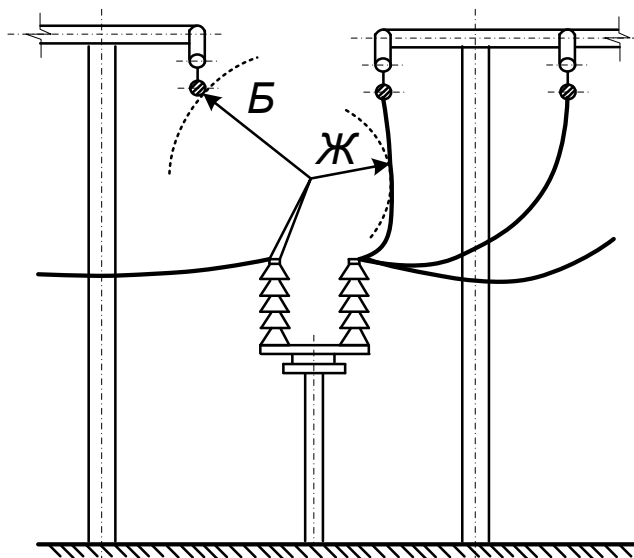


Рисунок 2.14 – Найменші відстані від контактів і ножів роз'єднувачів у вимкненому положенні до струмовідних частин

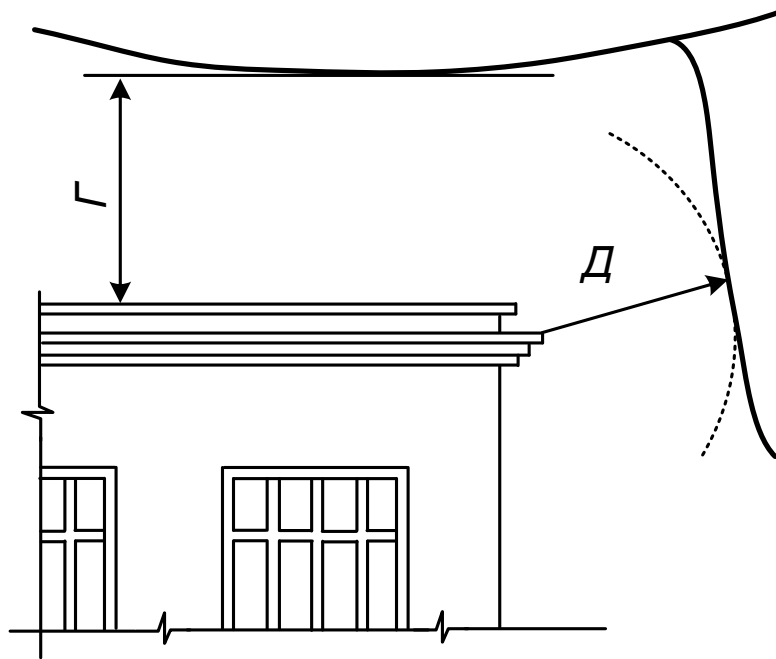


Рисунок 2.15 – Найменші відстані між струмовідними частинами та будівлями і спорудами

Конструкції, розміри і вартість відкритих РУ залежать від виду провідників та ізоляторів. В нашій країні перші зовнішні РУ 110 кВ були побудовані в 20-х роках минулого століття. Робочі струми на той час не перевищували 600 А, струми КЗ – 10 кА. В цих умовах застосування одиночних гнучких проводів, закріплених на підвісних ізоляторах, було доцільним. Нині при робочих струмах, які зросли до декількох тисяч ампер, використовують розщеплені провідники з двох, трьох і чотирьох проводів в фазі. При КЗ будь-якого виду з струмами, які зросли до 50 – 80 кА, проводи в пучках зближуються під дією електродинамічних сил. При цьому тяжіння проводів і навантаження на опори різко збільшуються. При багатофазних КЗ гнучкі провідники різнойменних фаз відхиляються від свого нормального положення, виникають хитання і небезпека неприпустимого зближення і навіть схрещування провідників. Тому відстані між фазами, а також між проводами і заземлювальними конструкціями встановлюють з урахуванням найбільшого можливого відхилення а гнучких провідників при КЗ і вітрі (див. рис. 2.7).

У жорстких трубчастих провідників, закріплених відповідним чином на опорах, ці явища не мають місця. Навантаження на опори зменшуються. Відстані між фазами і розміри РУ в цілому можуть бути помітно зменшені, вартість РУ знижується. Нижче наведено опис типових РУ з гнучкими і жорсткими провідниками.

Розподільні установки з гнучкими провідниками. На рис. 2.16 показано типову РУ 110 кВ з двома системами збірних шин і третьою обхідною системою, розроблену інститутом «Енергомержпроект». Як видно з рису-

нка, вимикачі (будь-якого виду) розташовані в один ряд уздовж дороги, необхідної для транспортування обладнання. Вихід ліній передбачений як вліво (рис. 2.16), так і вправо; силові трансформатори розташовані праворуч. Провідники розташовані в трьох ярусах на висоті близько 4,0; 8,0 і 12,0 м від рівня землі. Опорні конструкції – залізобетонні з відтяжками. Відстань між точками підвісу провідників дорівнює 4 м. Крок комірок – 9,0 м.

Розподільні установки 330 кВ і вище зазвичай виконують за схемами кільцевого типу. На рис. 2.17 показано РУ, виконану за полуторною схемою з вимикачами, встановленими в три ряди. Біля них передбачено проїзди для транспортування обладнання. Провідники збірних шин закріплено на П-подібних порталах висотою 12 м, встановлених через кожні 48 м (дві комірки). Відстань між фазами дорівнює 4,5 м. Роз'єднувачі встановлено на сталевих конструкціях висотою 1,8 м. На третьому ярусі на висоті 23 м розташовано провідники до ліній і трансформаторів. Для захисту РУ від прямих ударів блискавки на опорах встановлено блискавковідводи висотою 36,5 м. Ширина РУ (розмір в напрямку, перпендикулярному до збірних шин) становить 157,4 м.

Розподільні установки для полуторної схеми можуть бути виконані також з установленим вимикачів в два ряди і в один ряд. Відповідно ширина РУ може бути зменшена, а довжина збільшена так, як це необхідно для узгодження розмірів РУ з розмірами машинної зали станції і розподільною установкою середньої напруги.

Розподільні установки з підвісними роз'єднувачами. Підвісні роз'єднувачі відрізняються від звичайних роз'єднувачів тим, що ізоляційний проміжок витягнутий по вертикалі. Це дозволяє виконати РУ більш економічно. Нині РУ 330 – 750 кВ на багатьох підстанціях виконані з підвісними роз'єднувачами.

Розподільні установки з жорсткими провідниками. Останнім часом в РУ 110 кВ і вище все ширше використовується жорстка ошиновка. На Заході і в Японії зовнішні РУ виконують тільки з жорсткими провідниками. Розміри РУ при жорстких провідниках можуть бути помітно зменшені, вартість її знижена. Економія в затратах залежить від номінальної напруги та електричної схеми.

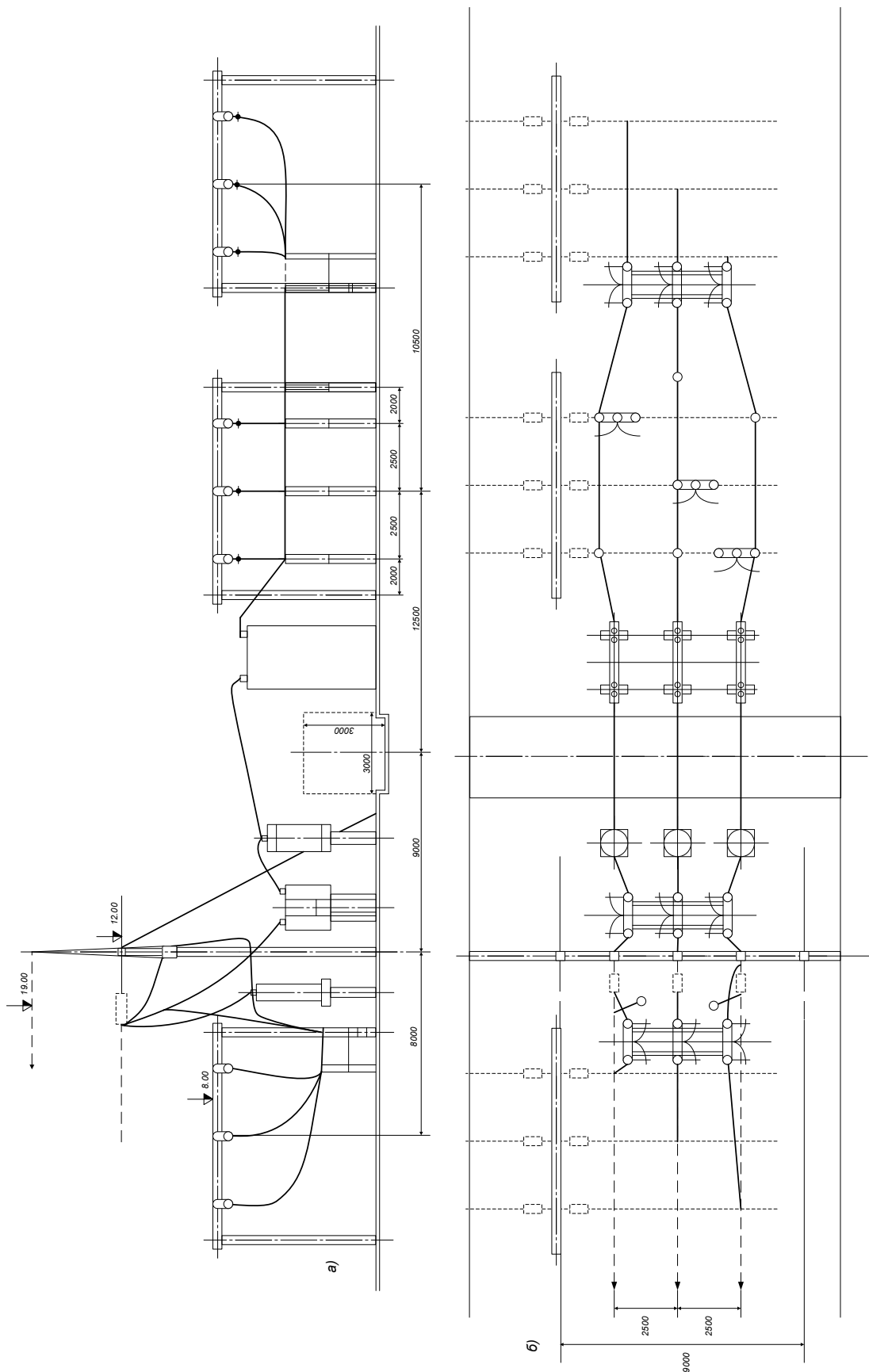
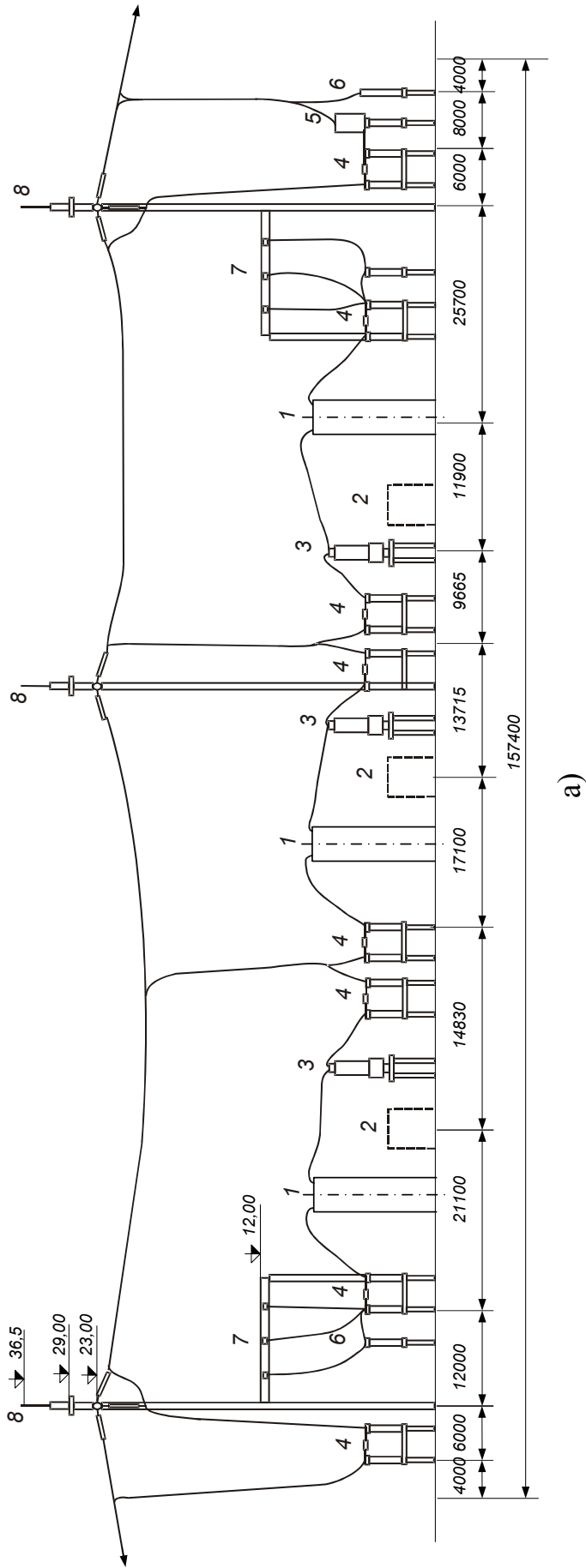


Рисунок 2.16 – Типова РУ 110 кВ з двома системами збірних шин і третьою обхідною системою:
 а – розріз по лінійному колу; б – план



a)

Рисунок 2.17 – Розподільна установка 330 кВ, виконана за полуторною схемою з гнучкими проводами

а) – поперечний розріз; б) – план

1 – вузол встановлення вимикача; 2 – дорога; 3 – трансформатор струму; 4 – роз'єднувач;

5 – трансформатор напруги; 6 – розрядник; 7 – портал; 8 – блискавковідвід

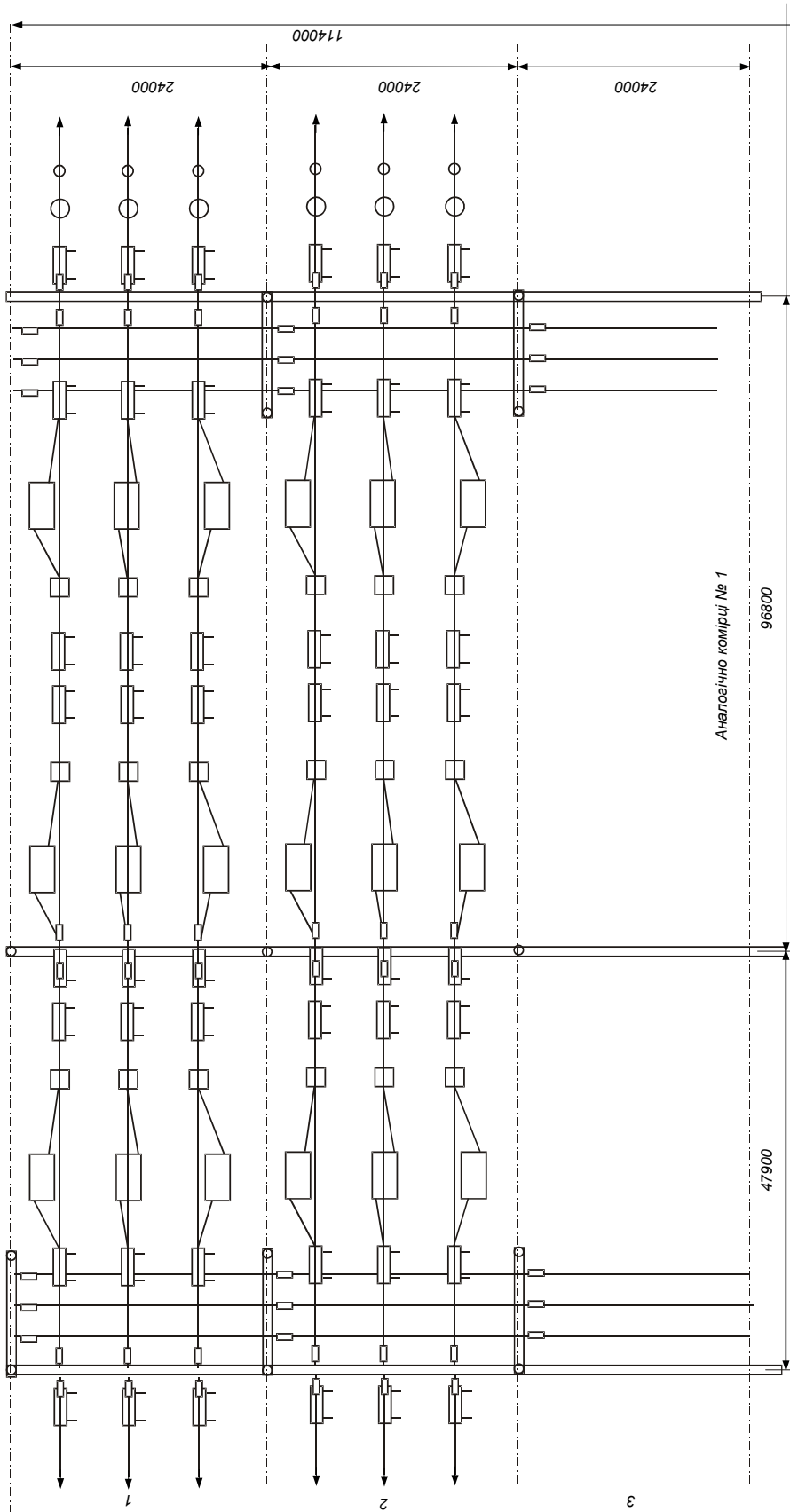


Рисунок 2.17, аркуш 2

2.3 Вибір кількості та потужності трансформаторів

Шкалу номінальних потужностей силових трансформаторів згідно з ГОСТ 9680-77Е наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Шкала номінальних потужностей силових трансформаторів за різного кроку, кВА

Крок 1,6						
10	16	25	40	63		
100	160	250	400	630		
1000	1600	2500	4000	6300		
10000	16000	25000	40000	63000		
Крок 1,25						
80000	100000	125000	160000	200000	250000	320000
400000	500000	630000	800000	1000000	1250000	16000000

Силові трансформатори виконуються з незалежними обмотками (трансформатори) та з гальванічно зв'язаними (автотрансформатори).

В мережах 110 кВ використовуються двообмоткові (110/6–10 кВ) та триобмоткові (110/35/6–10 кВ) трансформатори одиничної потужності, головним чином, від 6,3 до 40 МВА. Найчастіше використовуються трансформатори потужністю 10–16 МВА. Трансформатори інших потужностей використовуються рідко. Двообмоткові трансформатори потужністю 25 МВА і більше виконуються з розщепленою обмоткою нижчої напруги і при цьому сума потужностей обмоток НН дорівнює потужності обмотки ВН, а у триобмоткових трансформаторів потужності всіх трьох обмоток однакові.

В мережах 220–330 кВ використовують, головним чином, автотрансформатори (АТ). Обмотка середньої напруги (СН) трансформаторів 220–330 кВ виконується на напругу 110 кВ, її потужність відповідає номінальній потужності АТ; обмотка НН виконується на напругу 10 або 35 кВ і має знижену потужність.

При виборі АТ вирішуються дві такі задачі: вибір напруги третинної обмотки та перевірка завантаження загальної обмотки. Перевірка необхідна при приєднанні до обмотки НН синхронного компенсатора і може бути виконана за формулою [5]:

$$S_{заг} = \alpha \cdot S_1 + S_3 \leq \alpha \cdot S_{ном}, \quad (2.1)$$

де $S_{заг}$ – навантаження загальної обмотки;

α – коефіцієнт вигідності АТ;

S_1 – навантаження обмотки ВН;

S_3 – навантаження обмотки НН;

$S_{ном}$ – номінальна потужність АТ;

$$\alpha = \frac{U_1 - U_2}{U_1}, \quad (2.2)$$

де U_1 , U_2 – вища та середня напруги АТ.

Номинальні потужності автотрансформаторів, що використовуються, становлять, в основному, для мереж 220 кВ: 63, 125 та 200 МВА; для мереж 330 кВ – 125 та 200 МВА. В мережах 220 кВ використовують також двообмоткові (220/НН) трансформатори для підстанцій глибокого вводу, а також триобмоткові трансформатори (220/27-35/НН) для електрифікації сільського господарства та залізниць.

Вибір кількості та потужності трансформаторів є техніко-економічною задачею, правильний розв'язок якої дає оптимальне використання встановленої потужності при забезпеченні необхідної надійності електропостачання споживачів.

Сумарна встановлена потужність трансформаторів на підстанції має задовольняти умови:

$$n_T \cdot S_T \geq P_{\max}, \quad (2.3)$$

$$K_{ав} \cdot (n_T - n_{відк}) \cdot S_T \geq P_{ав}, \quad (2.4)$$

де n_T – кількість трансформаторів;

S_T – одинична потужність трансформаторів;

P_{\max} – максимальне навантаження ПС в нормальному режимі;

$K_{ав}$ – коефіцієнт систематичного перевантаження трансформаторів;

$P_{ав}$ – навантаження ПС в аварійному режимі.

Навантаження $P_{ав}$ менше ніж P_{\max} на величину резервування навантаження ПС, яке може бути забезпечено по мережі СН або НН; $n_{відк}$ в практиці проектування вибирається 1, оскільки при частоті відмов за рік на один трансформатор (автотрансформатор), що дорівнює 0,02 ÷ 0,04, ймовірність $n_{відк} > 1$ достатньо мала.

За розрахунковий період на практиці вибирається п'ятий рік експлуатації підстанції.

Допустиме систематичне перевантаження трансформаторів згідно з ГОСТ 14209-69 у добовому розрізі залежить від температури навколишнього повітря, графіка навантаження та типу охолодження. За тривалості максимуму навантаження 2–4 год і температури навколишнього повітря до +50 °С (влітку) допустиме перевантаження АТ знаходиться у межах 1,35–1,45. В практичних розрахунках ця величина вибирається 1,4.

З урахуванням наведеного діючі нормативні документи передбачають встановлення на понижувальних підстанціях 35–750 кВ, як правило, двох трансформаторів; потужність кожного з них вибирається з урахуванням

навантаження не більше 70 % максимального навантаження P_{\max} підстанції за відсутності резервування по мережах СН і НН або $P_{ав}$ за її наявності.

Згідно з правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) на підстанціях допускається встановлення одного трансформатора для живлення електроприймачів другої та третьої категорії за наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час, не більший однієї доби. Потрібно також відмітити, що для підстанцій 110 кВ і вище виконання цієї умови практично нереально: при діючій організації ремонтного господарства та значної території, яка обслуговується енергосистемами, для заміни пошкодженого трансформатора потрібно не менше 3–5 діб (маса трансформатора 110/10 кВ; 6,3 МВА становить близько 40 т; його перевезення потребує наявності в енергосистемах спеціальних транспортних засобів, відповідних вантажопідйомних пристроїв тощо).

Тому важливим критерієм для прийняття рішення мають бути результати техніко-економічних розрахунків. Зниженню початкових і щорічних витрат при використанні однострансформаторної підстанції зіставляється збиток від перерв електропостачання при пошкодженні трансформатора. Відомо, що трансформатори мають достатньо високий рівень надійності (середня кількість відмов на напругу 110–330 кВ становить 0,02–0,04 на рік), однак тривалість їх ремонтів велика. Виконані техніко-економічні розрахунки показують: використання однострансформаторних підстанцій є допустимим для підстанцій напругою 110 кВ при потужності до 6,3 МВА.

Установлення одного трансформатора допускається на першому етапі експлуатації з урахуванням поступового зростання навантаження за обов'язковою умови можливості здійснення резервування по мережах СН і НН. Використання однострансформаторних підстанцій допускається також за такої побудови мережі, коли вихід однієї підстанції резервується від сусідніх по мережі середньої і нижчої напруг. При цьому сумарна потужність $n-1$ -ої підстанції має забезпечити покриття всього навантаження розглянутого району, а зв'язуючі їх мережі нижчої напруги – резервування кожної підстанції. Техніко-економічна доцільність такої схеми має бути обґрунтована у конкретному випадку.

При зростанні навантаження понад розрахункового рівня збільшення потужності двотрансформаторної підстанції здійснюється, як правило, шляхом заміни трансформаторів на потужніші. Тому при проектуванні апаратура та ошиновка в колі трансформаторів мають вибиратися з урахуванням встановлення в перспективі трансформаторів наступної за шкалою номінальної потужності.

Встановлення додаткових (понад двох) трансформаторів потребує техніко-економічного обґрунтування. Потрібно відмітити, що існують достатньо великі інтервали розрахункових навантажень, коли при діючій шкалі номінальних потужностей трансформаторів використання встановленої потужності при двох одиницях є найменшим (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт завантаження трансформаторів напругою 110 кВ

Розрахункове навантаження підстанції, МВА	Кількість та потужність трансформаторів, шт×МВА	Коефіцієнт завантаження трансформаторів
20	2×16	0,63
	3×10	0,66
	4×6,3	0,80
30	2×25	0,60
	3×16	0,63
	4×10	0,75
40	2×32	0,63
	3×16	0,83
	4×10	1,00
60	2×63	0,48
	3×25	0,80
	4×16	0,94

З урахуванням того, що для більшості підстанцій є характерним поступове зростання навантаження за роками, постає цікавим порівняння варіантів дво-, три- та чотиритрансформаторних підстанцій за мінімумом приведених витрат, оскільки варіанти з $n_T > 2$ дають можливість здійснення якіснішого розподілу витрат у часі за рахунок встановлення третього та четвертого трансформаторів у більш пізні терміни. Порівняння здійснювалося для області електричних навантажень, де використання $n_T > 2$ дає найбільший економічний ефект. Аналіз отриманих результатів показує, що в більшості випадків двотрансформаторна підстанція є оптимальним варіантом.

З урахуванням викладеного встановлення на підстанціях більше двох трансформаторів (автотрансформаторів) допускається в таких випадках:

- на підстанціях промислових підприємств, якщо необхідно виділити за режимом роботи поштовхові навантаження (електропечі тощо);
- якщо за техніко-економічними розрахунками доцільним є використання на підстанції двох середніх напруг;
- якщо для покриття навантаження недостатньо граничної потужності двох автотрансформаторів за діючою шкалою (наприклад, 330/110 кВ, 200 МВА);
- якщо варіант двох груп зі спарених трифазних автотрансформаторів має техніко-економічні переваги порівняно з групами з однофазних АТ.

В трьох останніх випадках два автотрансформатори, як правило, підключаються на стороні ВН під загальний вимикач.

Таким чином, можна зробити такі висновки про кількість та одиничну потужність трансформаторів для типових уніфікованих підстанцій 110–330 кВ [3]:

- кількість трансформаторів має дорівнювати двом;
- підстанції 110 кВ проектуються, як правило, з трансформаторами одиничної потужності від 6,3 до 40 МВА (трансформатори потужністю 63 МВА використовуються рідко);
- підстанції 220 кВ мають бути розраховані на встановлення автотрансформаторів одиничної потужності, як правило, 125 та 200 МВА (в окремих випадках 63 та 250 МВА);
- підстанції 330 кВ мають бути розраховані на встановлення автотрансформаторів одиничної потужності 125 та 200 МВА;
- враховуючи значну питому вагу підстанцій 330 кВ, які споруджують у районах з високою щільністю навантаження, необхідно розглянути можливість та доцільність створення такої схеми і компоновання типової двотрансформаторної підстанції, яка допускала б її розширення шляхом встановлення двох додаткових автотрансформаторів.

2.4 Типові співвідношення номінальних напруг підстанцій та кількості відхідних ліній

Підстанції 110 кВ виконуються з двообмотковими (110/НН кВ) та триобмотковими (110/СН/НН кВ) трансформаторами.

Як нижча напруга застосовується переважно 10 кВ. На цій напрузі здійснюється електропостачання міст, сільської місцевості, а також більшості промислових підприємств. Напруга 6 кВ використовується як нижча напруга підстанцій 110 кВ для електропостачання промислових підприємств, в навантаженні яких значну питому вагу становлять електродвигуни на цю напругу.

Для електрифікації сільської місцевості як середня напруга використовується, в основному, напруга 35 кВ.

Таким чином, при вирішенні питання про розроблення типових уніфікованих підстанцій 110 кВ потрібно враховувати застосування трансформаторів як 110/10, так і 110/35/10 кВ.

Кількість повітряних ліній (ПЛ) на стороні вищої напруги визначається схемою побудови мережі 110 кВ. Оптимальна побудова мережі 110 кВ забезпечується за умови приєднання до 85 % підстанцій по двох ПЛ; при цьому більшість підстанцій є тупиковими та відгалужувальними, інші – прохідними, які приєднуються в розсічку ПЛ. До 15 % підстанцій 110 кВ споруджуються як вузлові з приєднанням до мережі по трьох-чотирьох повітряних лініях.

Кількість ліній на напругах 35 та 10 кВ можна визначити залежно від їх пропускної здатності та встановленої потужності трансформаторів на підстанціях. Пропускна здатність повітряних ліній 35 кВ з перерізом проводу

АС 70 – АС 120 за пропонованої щільності струму становить 4,5–7,5 МВт. Середня пропускна здатність ліній 10 кВ, виходячи з нормованої щільності струму, може бути взята 1,5–2,5 МВт (менше значення відноситься до повітряних, більше – до кабельних ліній). З урахуванням цих даних для типових уніфікованих підстанцій 110 кВ доцільно взяти кількість відхідних ліній на стороні середньої та нижчої напруг відповідно до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Кількість відхідних ліній від уніфікованих підстанцій 110 кВ

Встановлена потужність трансформаторів, МВА	Кількість ліній 35 кВ	Кількість ліній 10 кВ	
		триобмоткові трансформатори	двообмоткові трансформатори
2×6,3	2	4	8
2×10	2	8	12
2×16	4	12	18
2×25	4	16	24
2×40	4	24	32

Підстанції 220–330 кВ виконуються, в основному, з встановленням автотрансформаторів, середня напруга яких 110 кВ. Напруга 110 кВ є середньою для 80–90 % ПС 220 кВ та 55–65 % ПС 330 кВ.

Як нижча напруга обирається 10 або 35 кВ (напруга 6 кВ використовується дуже рідко). Вибір НН визначається такими факторами [5]:

- наявністю поблизу майданчика підстанції достатньо потужних споживачів, електропостачання яких доцільно здійснювати на напрузі 10 кВ;
- наявністю в районі розташування підстанції розвинутої мережі 35 кВ та техніко-економічної доцільності введення її на підстанцію 330 кВ;
- необхідністю розташування на підстанції джерел реактивної потужності (ДРП) та їхніми типами (синхронні компенсатори або шунтові конденсаторні батареї).

Місце розташування нової підстанції досить часто визначається наявністю потужного споживача; можливе при цьому подовження ліній мережі 110 кВ виявляється, як правило, економічнішим ніж додаткове спорудження об'єктів глибокого вводу 110 кВ для електропостачання потужного споживача. При такому вирішенні реалізуються рекомендації щодо суміщення підстанції підприємства з районною ПС. В цьому випадку доцільним є використання шинопроводів 10 кВ від підстанції 220(330)/110/10 кВ до розподільного пункту (РП) споживача, що виключає необхідність спорудження на підстанції розвинутої розподільної установки 10 кВ та прокладання великої кількості кабелів (наприклад, за навантаження місцевого споживача 50 МВт необхідно прокласти 12 робочих кабелів перерізом 185 мм²). При цьому потрібно враховувати, що РП 10 кВ у споживача

споруджується, як правило, незалежно від наявності РУ 10 кВ на підстанції енергосистеми.

При вирішенні питання про доцільність створення на потужних системних підстанціях 220(330)/110/НН кВ РУ 35 кВ для повітряних ліній сільськогосподарського призначення необхідно враховувати такі міркування. Аналіз побудови мережі 35 кВ і розташування в ній центрів живлення (ЦЖ) (в основному, підстанцій 110/35/НН кВ) показує, що від одного центру живлення відходить до чотирьох повітряних ліній. Таким чином, з урахуванням пропускної здатності цих ліній навантаження на стороні 35 кВ підстанцій 220(330)/110/35 кВ становить приблизно 20 МВт. В той же час для забезпечення рівнів напруги, що нормуються, на стороні нижчої напруги АТ може виникнути необхідність встановлення лінійних регулювальних трансформаторів, мінімальна потужність яких для напруги 35 кВ становить 63 МВА (ЛТДН-63000/35). Таким чином, приєднання до підстанції 220 (330) кВ ліній 35 кВ потребує спорудження розвиненої відкритої розподільної установки 35 кВ та встановлення потужних (2×63 МВА) неефективно використовуваних регулювальних трансформаторів, що, як правило, є недоцільним через досить значне поширення підстанцій 110/35/НН кВ.

Приєднання джерел реактивної потужності можливо на напругах 10, 35 та 110 кВ. В директивних матеріалах передбачалися компенсувальні пристрої, як правило, у вигляді шунтових конденсаторних батарей (ШКБ). На підстанціях 220 (330) кВ ШКБ залежно від потрібної потужності передбачаються на напрузі 10 кВ (потужність однієї батареї 1 – 10 Мвар), або 110 кВ (55,7 МВА). Питома вартість ШКБ 110 кВ нижча, ніж 10 кВ, однак за меншої потужності однієї батареї досягається більша гнучкість використання ШКБ шляхом вимикання частини потужності (однієї батареї) в період провалу графіка реактивного навантаження. Це визначає значне використання ШКБ на номінальну напругу 10 кВ.

На практиці також має місце досить велика кількість випадків, коли відсутня необхідність встановлення на підстанціях 220–330 кВ джерел реактивної потужності, а також немає споживачів на напругу як 10 кВ, так і 35 кВ. В цьому випадку обмотки нижчої напруги автотрансформаторів використовуються тільки для приєднання трансформаторів власних потреб, які економічно приєднувати на напругу 10 кВ.

Відомі матеріали з побудови схем мережі 220–330 кВ дозволяють визначати кількість повітряних ліній на цих напругах для підстанцій масового будівництва. Більшість підстанцій 220 кВ приєднуються до мережі по двох повітряних лініях (до 75 %), з них близько третини є тупиковими та відгалужувальними, інші – прохідними. Приблизно 25 % підстанцій приєднуються по трьох–чотирьох повітряних лініях. Підстанції 330 кВ приєднуються до мережі як по двох лініях (прохідні), так і по трьох–чотирьох. Співвідношення цих двох типів підстанцій – приблизно один до одного.

Кількість ліній 110 кВ, що відходять від розподільних установок середньої напруги підстанцій 220–330 кВ, можна обирати, виходячи з пропускної здатності та встановленої потужності автотрансформаторів підстанцій. За середнього перерізу проводів (120–150 мм²) пропускна здатність повітряних ліній 110 кВ за нормованою щільністю струму становить приблизно 30 МВА. Виконаний статистичний аналіз підстанцій 330 кВ вказує, що на одну відхідну лінію 110 кВ припадає близько 40 МВА встановленої потужності автотрансформаторів 330/110 кВ; оскільки навантаження підстанцій, як правило, дорівнює 0,7 встановленої потужності, наведені дані достатньо добре відображають дійсність і можуть бути взяті для визначення доцільності кількості відхідних ліній 110 кВ. Виходячи з цих даних, для підстанцій 220(330)/110/НН кВ залежно від наявності навантаження на стороні нижчої напруги можна вибрати таку кількість відхідних ліній 110 кВ [3]:

Кількість та потужність АТ, шт×МВА	2×63	2×125	2×200
Кількість ПЛ, шт.	4	6–8	10–12

Цю кількість повітряних ліній потрібно розглядати як граничну, оскільки за більшої кількості має місце недостатнє використання пропускної здатності ліній 110 кВ.

2.5 Уніфікація та індустріалізація будівництва підстанцій

Підстанції є найскладнішими елементами електричних мереж. Масштаби та складність спорудження підстанцій висунули як важливі задачі їх типізацію, перехід до заводського виготовлення та перетворення будівельного майданчика в монтажний.

Важливим кроком на шляху подальшої індустріалізації будівництва підстанцій є випуск комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) заводського виготовлення.

Переваги використання КТП характеризуються порівнянням даних для підстанцій 110/35/10 кВ з трансформаторами 2×16 МВА та типовою схемою на стороні вищої напруги 110-3(4), які наведено в таблиці 2.6. Витрати на будівельні роботи знижуються у шість разів, витрати матеріалів – на 30–40 %.

Подальшим розвитком спорудження підстанцій стало серійне виробництво комплектних трансформаторних підстанцій з блоків заводського виготовлення (КТПБ), які значно розширили сітку схем, що використовуються [5]. Суттєвим є застосування КТПБ за схемами з вимикачами на стороні 110 кВ:

- типова схема 110-3;
- типова схема 110-4.

Таблиця 2.6 – Порівняльний аналіз спорудження підстанції 110/35/10 кВ з трансформаторами 2×16 МВА та типовою схемою на стороні ВН 110-3(4)

Показники	ТП		КТП	
	натуральний показник	%	натуральний показник	%
Кошторис, тис. грн	60925,7	100	39601,7	65
Вартість будівельно-монтажних робіт, тис. грн	28635,1	100	10881,3	38
Нормативна тривалість будівництва, міс.	8	100	2	25
Площа підстанції в огорожі, м ²	4750	100	2420	51

КТП виконуються як з нормальною (для районів I, II та III ступеня забруднення), так і з підсиленою ізоляцією (для районів IV ступеня забруднення). ВРУ 110 та 35 кВ виконуються із окремих уніфікованих блоків заводського виготовлення, які складаються з металевого каркасу зі змонтованим обладнанням та з елементами вторинних пристроїв. Ошиновка передбачається жорстка – з алюмінієвих труб та гнучка (для трансформаторів) – зі сталевалюмінієвого проводу. Для прокладання кабелів передбачаються наземні лотки, які закріплюються на металевих конструкціях для обладнання на висоті 2 м від рівня планування. Конструкція КТПБ розрахована на безпортальний прийом повітряних ліній; фундаменти – незаглибленого типу з уніфікованих залізобетонних елементів. Будівля загальнопідстанційного пункту управління (ЗПУ) або (за відсутності ЗПУ) для пристроїв зв'язку і ремонтного персоналу виконується з панелей. Передбачається також комплектація КТПБ комірками КРУЗ 10 кВ.

На рисунку 2.18 наведено план КТПБ 110/35/10 кВ з двома трансформаторами та схемою 110-4 на стороні ВН. З аналізу таблиці 2.6 видно, що для спорудження КТПБ потребується значно менший за площею (на 50 %) майданчик ніж для типової ПС 110/35/10 кВ.

Для схем з одиничною та подвійною системами шин (типові 110-6, 12 110-7) здійснюється заводське виробництво комірок комплектних розподільних установок 110 кВ блочного типу (КРУБ-110). Конструкція КРУБ основана на використанні жорсткої ошиновки та передбачає відмову від спорудження порталів. Площа ВРУ при цьому скорочується на 15–20 %, суттєво зменшуються також трудозатрати на будівельному майданчику.

Також в підстанційному будівництві знаходять широке застосування швидкокомтовні будівлі (ШМБ), що дозволяє скоротити терміни будівництва більше ніж у три рази, трудозатрати – у два рази, а номенклатуру конструкцій, що використовуються – у десять разів.

Все більше на сьогодні використовують комплектні розподільні установки з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) на напругу 110–750 кВ. Використан-

ня КРУЕ дозволяє зменшити час монтажу в 4–5 разів, покращити умови експлуатації і надійності роботи, зменшити необхідну для підстанції площу у 7–10 разів (залежно від рівня напруги).

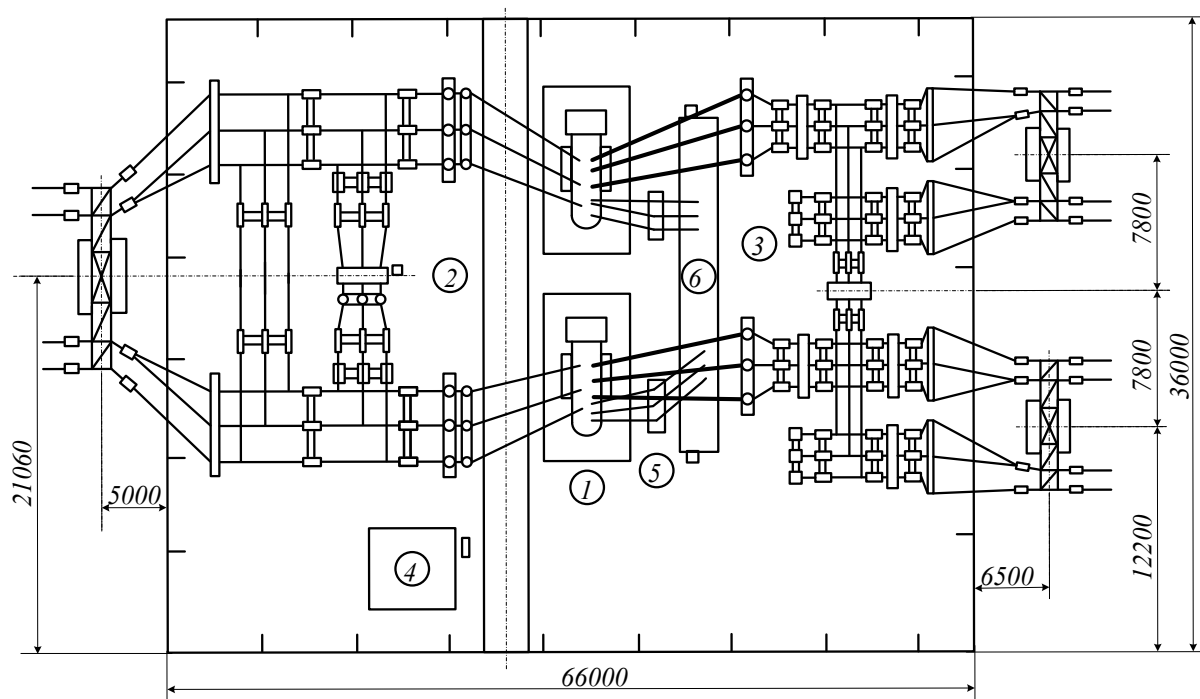


Рисунок 2.18 – План КТПБ 110/35/10 кВ (за схемою 110-3), 2×16 МВА:
1 – трансформатори; 2 – ВРУ 110 кВ; 3 – ВРУ 35 кВ; 4 – загальнопідстанційний пункт управління; 5 – трансформатори ВП; 6 – КРУЗ 10кВ

2.6 Вибір електричних апаратів розподільних установок підстанцій

Всі елементи РУ електричної підстанції мають надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість під час найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати під час експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які мають відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальні струм та напруга.

Розрізняють нормальний та форсований (обтяжений) робочі режими. Форсований режим виникає в таких випадках:

- для паралельних ліній при відключенні однієї з них;
- для трансформаторів при перевантаженні;
- для кабелів при використанні перевантаженої здатності.

Тобто умови вибору апарата

$$I_{p.\max} \leq I_{ном},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм апарата;

$I_{p.\max}$ – робочий струм форсованого режиму (або робочий максимальний струм).

Після цього здійснюється перевірка апаратів за параметрами режиму короткого замикання. За розрахунковий вид приймається трифазне КЗ.

Електродинамічна стійкість характеризується максимальним допустимим струмом апарата $i_{дин}$, який має дорівнювати або бути більшим розрахункового ударного струму.

Перевірка апаратів на термічну стійкість полягає в порівнянні обчисленого теплового імпульсу з добутком квадрата номінального струму термічної стійкості апарата і номінального часу термічної стійкості, який вказується в каталозі. ПУЕ дозволяє не перевіряти на термічну стійкість провідники і апарати, що захищені плавкими запобіжниками.

Схема для розрахунку струмів КЗ вибирається таким чином, щоб апарат, який перевіряється на термічну та динамічну стійкість, потрапив в найбільш складні умови. Через малу ймовірність аварій між збірними шинами і реактором в лініях з струмообмежувальним реактором, ПУЕ приписує вибирати шинні роз'єднувачі, вимикачі, трансформатори струму, прохідні ізолятори та ошиновку, які встановлюються до реактора, за струмами КЗ за реактором.

Апарати всіх ланок РУ 35 кВ і вище потрібно перевіряти за повним струмом КЗ на збірних шинах.

2.6.1 Вибір вимикачів

Вимикачі допустимо вибирати за найважливішими параметрами [13, 14]:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.5)$$

- за тривалим струмом:

$$I_{p.\max} \leq I_{ном}; \quad (2.6)$$

- за вимикальною здатністю.

Насамперед здійснюється перевірка на симетричний струм відключення за умовою

$$I_{п,\tau} \leq I_{відкл.ном}; \quad (2.7)$$

де $I_{п,\tau}$ – періодична складова струму КЗ в момент його відключення.

$I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА.

Потім перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}}}{100}, \quad (2.8)$$

де $i_{a,\text{НОМ}}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу відключення τ ;

$i_{a,\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів;

τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасних контактів,

$$\tau = t_{3.min} + t_{\text{вв}},$$

де $t_{3.min} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{\text{вв}}$ – власний час відключення вимикача.

Час $t_{\text{вв}}$ має знаходитись в межах:

- для надшвидкодійних вимикачів – до 0,06 с;
- для швидкодійних вимикачів – від 0,06 до 0,08 с;
- для вимикачів прискореної дії – від 0,08 до 0,12 с;
- для нешвидкодійних вимикачів – від 0,12 до 0,25 с.

Якщо умова $I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}}$ дотримується, а $i_{a,\tau} > i_{a,\text{НОМ}}$, то допускається перевірка за вимикальною здатністю за повним струмом КЗ.

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{\text{п},\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right), \quad (2.9)$$

де β_H – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ, %, яке визначається за кривою, що наведена на рисунку 2.19.

Нормоване значення β_H визначається для моменту розходження контактів τ :

$$\tau = t_{3.min} + t_{\text{вв}} = 0,01 + t_{\text{вв}}.$$

Якщо $\tau > 0,09$ с, то беруть $\beta_H = 0$.

Значення β_H можна також визначити за виразом:

$$\beta_H \approx e^{-\tau/0,045}.$$

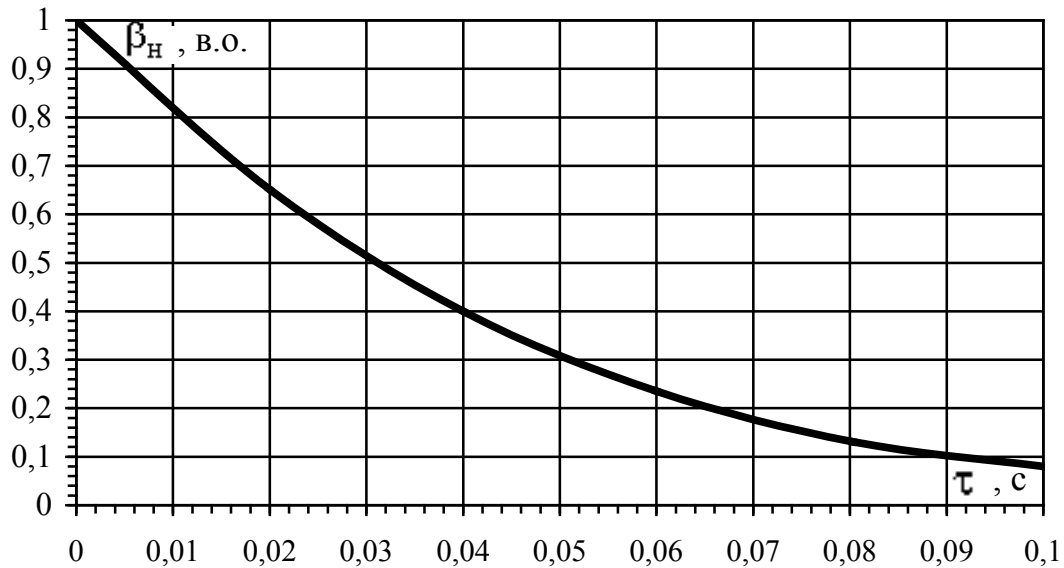


Рисунок 2.19 – Нормоване відносно значення аперіодичної складової у струмі КЗ

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється за граничними наскрізними струмами КЗ:

$$I_{п.0} \leq I_{дин}, \quad (2.10)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (2.11)$$

де $I_{п.0}$ – початкове значення складової струму КЗ;

$I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ;

$i_{дин}$ – найбільший піковий струм електродинамічної стійкості за каталогом.

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим імпульсом струму КЗ:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.12)$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_T – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с.

Для встановлення в РУ 110 кВ і вище рекомендуються елегазові вимикачі. На лініях, що відходять на напрузі 6–35 кВ, потрібно орієнтуватися на вакуумні вимикачі.

2.6.2 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, тому що роз'єднувачі не пристосовані для відключення нормальних або аварійних струмів. Через це для їх вибору обмежуються визначенням таких необхідних робочих параметрів: номінальної напруги $U_{ном}$ і тривалого номінального струму $I_{ном}$, а також перевіркою на термічну та динамічну стійкість при наскрізних струмах КЗ.

Особливу увагу під час вибору роз'єднувачів потрібно звертати на їх конструкцію. Для електроустановок всіх напруг, навіть і невеликих, потрібно вибирати виключно триполюсні роз'єднувачі.

Вимикачі і роз'єднувачі зручно вибирати одночасно. Розрахункові значення потрібних для вибору величин, а також каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів записуються в таблицю. Як приклад наведена таблиця 2.7.

Вибираючи апарати для електричних підстанцій потрібно прагнути до однотипності електрообладнання, особливо в тотожних приєднаннях (генераторів, трансформаторів зв'язку, в РУ різних напруг).

Таблиця 2.7 – Приклад вибору вимикача та роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГБ-110У1	Роз'єднувач РНДЗ.1-110/1000У1
$U_{уст.} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 656$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{н\tau} = 20,15$ кА	$I_{відкл.ном} = 40$ кА	–
$i_{a\tau} = 10,53$ кА	$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відкл.ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 20,02$ кА	–
$I_{н,0} = 27,32$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	–
$i_v = 52,61$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 113,72$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 3000$ кА ² ·с

2.7 Вибір вимірювальних трансформаторів

2.7.1 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами.

1. За напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.13)$$

2. За струмом

$$I_{p.\max} \leq I_{1ном} \quad (2.14)$$

Номінальний струм має бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

3. За конструкцією та класом точності.

За конструкцією розрізняють такі трансформатори струму: котушкові, одновиткові (типу ТПОЛ), багатовиткові з литою ізоляцією (типу ТПЛ і ТЛМ). Трансформатори типу ТЛМ, ТПЛК призначені для КРУ і конструктивно сумісні з одним зі штепсельних роз'ємів первинного кола комірки. Для великих струмів застосовують трансформатори типу ТШЛ і ТПШЛ, у яких роль первинної обмотки виконує шина. Для ВРУ випускають трансформатори типу ТФН, ТФЕМ у фарфоровому корпусі з паперово-масляною ізоляцією і каскадного типу – ТРН, ТФРМ. На виводах масляних баківих вимикачів та силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище встановлюються вбудовані трансформатори струму ТВ, ТВС, ТВУ.

Клас точності трансформаторів струму згідно з ПУЕ вибирають відповідно до їх призначення: для приєднання лічильників фінансових розрахунків зі споживачами – 0,5, для решти технічних вимірювальних приладів – 1,0.

4. За електродинамічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} i_y &\leq K_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}; \\ i_y &\leq i_{дин}, \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

де i_y – ударний струм КЗ за розрахунком;

K_d – кратність електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{1ном}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості.

5. За термічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} B_k &\leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T; \\ B_k &\leq I_T^2 \cdot t_T, \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

де B_k – тепловий імпульс за розрахунком;

K_m – кратність термічної стійкості за каталогом;

t_m – час термічної стійкості за каталогом;

I_m – струм термічної стійкості.

6. За вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (2.17)$$

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму;
 $Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у
 вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне на-
 вантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та пере-
 хідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил.} + r_{пр.} + r_{к.} \quad (2.18)$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (2.19)$$

де $S_{прил}$ – потужність, яка споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм.

Для підрахунку $S_{прил}$ рекомендується таблична форма (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Розрахунок $S_{прил.}$, В·А

Найменування та тип приладу	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Е-378	0,1	0,1	0,1
Лічильник активної енергії И-670М	2,5	-	2,5
...
...

Трансформатори струму встановлюються на всіх ділянках (ділянки ге-
 нераторів, трансформаторів, ліній тощо). Більш докладніше, які вимірюва-
 льні прилади необхідно встановлювати в тому чи іншому колі, можна
 ознайомитися в [15]. Необхідно також врахувати схеми включення і роз-
 поділу приладів по комплектах трансформаторів струму (схеми з'єднання
 вимірювальних трансформаторів і приладів наведено в [15]).

Опір контактів $r_{к.}$ беруть таким, що дорівнює 0,05 Ом, якщо в коло
 включено 2–3 прилади, і 0,1 Ом – за більшої кількості приладів.

Знаючи $Z_{2ном.}$, визначаємо допустимий опір

$$r_{пр.} = Z_{2ном.} - r_{прил.} - r_{к.}$$

і площу перерізу проводу
$$q = \rho \cdot \frac{l_{розр}}{r_{пр.}},$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу ($\rho = 0,0175$ для проводів з мід-
 ними жилами і $\rho = 0,0283$ для проводів з алюмінієвими жилами);

$l_{розр}$ – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання транс-

форматора струму і відстані l від трансформаторів струму до приладів:

при включенні в неповну зірку $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$;

при включенні в зірку $l_{\text{розр}} = l$;

при включенні в одну фазу $l_{\text{розр}} = 2 \cdot l$.

Для підстанцій береться приблизно така довжина з'єднувальних проводів l , м:

Лінії 6-10 кВ до споживачів	3-5
Всі під'єднання РУ 35 кВ ПС	50-65
Всі під'єднання РУ 110 кВ ПС	60-80
Всі під'єднання РУ 220 кВ ПС	80-120
Всі під'єднання РУ 330-500 кВ ПС	120-150

За умовами механічної міцності отримана площа перерізу не може бути меншою $2,5 \text{ мм}^2$ для проводів з алюмінієвими жилами і $1,5 \text{ мм}^2$ для проводів з мідними жилами. Проводи з площею перерізу більшою ніж 6 мм^2 , як правило, не застосовуються.

2.7.2 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються за такими параметрами.

1. За напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (2.20)$$

2. За конструкцією і схемою з'єднання обмоток.

В установках напругою до 18 кВ застосовуються трифазні та однофазні трансформатори, на більш високих напругах – тільки однофазні. На напругах до 18 кВ є велика кількість типів трансформаторів напруги: сухих (НОС), масляних (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НТМК), з литою ізоляцією (ЗНОЛ). В установках напругою 110 кВ і вище застосовують трансформатори напруги каскадного типу НКФ і ємнісні подільники напруги НДЄ.

Залежно від призначення застосовуються різні схеми включення трансформаторів напруги [15].

3. За класом точності.

4. За вторинним навантаженням.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, при цьому потрібно мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних в зірку, необхідно взяти сумарну потужність усіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до тра-

нсформатора напруги, В·А.

Для підрахунку $S_{2\Sigma}$ рекомендується таблична форма (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Розрахунок $S_{2\Sigma}$

Найменування та тип приладу	Потужність однієї котушки приладу	Число котушок	$\sin\varphi$	$\cos\varphi$	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр Е-235	2,0 В·А	1	0	1,0	2,0	-
Ватметр Д-335	1,5 В·А	2	0	1,0	3,0	-
Лічильник активної енергії И-680	2,0 Вт	2	0,925	0,38	4,0	9,7
Лічильник реактивної енергії И-676	3,0 Вт	2	0,925	0,38	6,0	14,5
...
РАЗОМ:

Перелік приладів береться за таблицею, наведеною в [15].

Розрахункове навантаження, В·А:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Технічні характеристики вимірювальних приладів наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потужність, яка споживається котушкою, В·А	
		струму	напруги
1	2	3	4
1. Прилади стрілкові			
Амперметри	Е-377	0,1	–
	Е-378	0,1	–
	Е-375	0,1	–
Вольтметри	Е-377	–	2
	Е-378	–	2
	Е-375	–	2
Ватметри	Д-305	0,5	2
	Д-312	0,5	1,5
	Д-335	0,5	1,5
Варметри	Д-305	0,5	2
	Д-312	0,5	1,5
	Д-335	0,5	1,5

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4
Частотоміри	Е-371	–	0,7...3
	Е-372	–	0,7...3
	Д-730	–	3
2. Прилади реєстрації та інтегрування, давачі			
Амперметр	Н-344	10	–
Вольтметр	Н-344	–	10
Ватметр	Н-348	10	10
Варметр	Н-348	10	10
Частотомір	Н-345	–	10
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	2,0 Вт
Лічильник реактивної енергії	И-680	2,5	3,0 Вт
Давач активної потужності	Е-829	1,0	10
Давач реактивної потужності	Е-830	1,0	10

Примітки:

1. Ватметри, варметри і лічильники мають дві обмотки струму і дві обмотки напруги.

2. Обмотки напруги лічильників мають $\cos\varphi = 0,38$.

2.8 Вибір засобів обмеження перенапруг

Відповідно до вимог ПУЕ [7] на розподільних установках та розподільних пунктах підстанцій необхідно мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних ПЛ. Цей захист виконують з урахуванням кількості грозових годин на рік за допомогою стрижневих і тросових блискавководвідів і захисних апаратів (ЗА), установлених у РУ, а також грозозахисних тросів і ЗА, установлених на підходах ПЛ до РУ. До ЗА належать обмежувачі перенапруг (ОПН), вентильні розрядники (РВ) і захисні іскрові проміжки (ІП).

Дозволено застосовувати ОПН сумісно з РВ в одній РУ під час реконструкції існуючих ПС із заміною РВ на ОПН за умови, що залишкові напруги ОПН за номінального розрядного струму становлять менше 90% залишкової напруги РВ. На різних фазах одного приєднання потрібно встановлювати ЗА одного типу (трифазний комплект ОПН).

У разі встановлення додаткових ОПН під час реконструкції існуючої РУ з ОПН усі ЗА цієї РУ потрібно координувати між собою за номінальною і залишковою напругами, а також за питомою енергоємністю.

ВРУ ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ, а також будівлі ЗРУ і ЗПС потрібно захищати від прямих ударів блискавки.

На відкритих ПС напругою 35 кВ з трансформаторами одиничною потужністю до 1,6 МВА незалежно від кількості таких трансформаторів, а

також на відкритих ПС напругою від 3 кВ до 10 кВ з трансформаторами будь-якої потужності захист від прямих ударів блискавки не виконують.

Захист ВРУ напругою 15,75 кВ і вище від прямих ударів блискавки потрібно виконувати окремо встановленими чи установленими на конструкціях стрижневими або тросовими блискавковідводами. Дозволено використовувати захисну дію високих споруд, які є блискавкоприймачами (опори ПЛ, прожекторні щогли, радіощогли тощо).

ПЛ напругою 35 кВ і вище необхідно мати грозозахисні підходи до ПС. Грозозахисним підходом ПЛ потрібно вважати ділянку ПЛ із грозозахисним тросом (тросами) або із встановленими на опорах ЗА, довжина якої (від ПС) забезпечує достатнє згладжування фронту імпульсної напруги і струму в ЗА на РУ. Довжина грозозахисних підходів становить:

- від 1 км до 2 км для ПЛ напругою 35 кВ;
- від 1 км до 3 км для ПЛ напругою 110 кВ;
- від 2 км до 3 км для ПЛ напругою від 150 кВ до 330 кВ;
- до 4 км для ПЛ напругою 500 кВ і 750 кВ.

Для ПС напругою 35 кВ з одним трансформатором потужністю до 1,6 МВА без резервного живлення дозволено зменшувати довжину грозозахисного підходу ПЛ до 0,5 км за умови застосування опор ПЛ напругою 35 кВ з горизонтальним розташуванням проводів і з двома тросами.

На новозбудованих ПС напругою від 110 кВ до 750 кВ, а також під час реконструкції ПС (РУ) напругою від 110 кВ до 750 кВ вентиляльні розрядники як ЗА від перенапруги не застосовують.

Захисні апарати від перенапруги потрібно вибирати з урахуванням координації їхніх захисних характеристик з характеристиками ізоляції захищеного устаткування, відповідності найбільшій робочій напруги ЗА найбільшій робочій напрузі мережі, з урахуванням вищих гармонік, а також допустимого підвищення напруги протягом часу дії резервних релейних захистів у разі однофазного замикання на землю, у разі одностороннього увімкнення лінії або перехідного резонансу на вищих гармоніках.

За збільшених відстаней між ЗА та захищуваним устаткуванням з метою скорочення кількості встановлюваних апаратів можна застосовувати ОПН або РВ із більш низьким рівнем залишкової напруги, ніж це потрібно за умов координації ізоляції.

Кількість і місця встановлення ЗА потрібно вибирати з огляду на прийняті на розрахунковий період схеми електричних з'єднань, кількість ПЛ і силових трансформаторів. У цьому разі відстані від устаткування, яке захищають, до ОПН або РВ мають бути в межах, допустимих також на проміжних етапах розвитку ПС із тривалістю, не меншою за тривалість грозозового сезону. Аварійні та ремонтні режими роботи у цьому разі не враховують.

Розрядники та обмежувачі перенапруг вибираються за напругою установки. В нейтралі трансформатора розрядники (ОПН) встановлюються напругою, на клас нижчою напруги установки.

На рисунках 2.20, 2.21 наведено спрощені схеми захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ відгалуженнями та за допомогою заходів, відповідно.

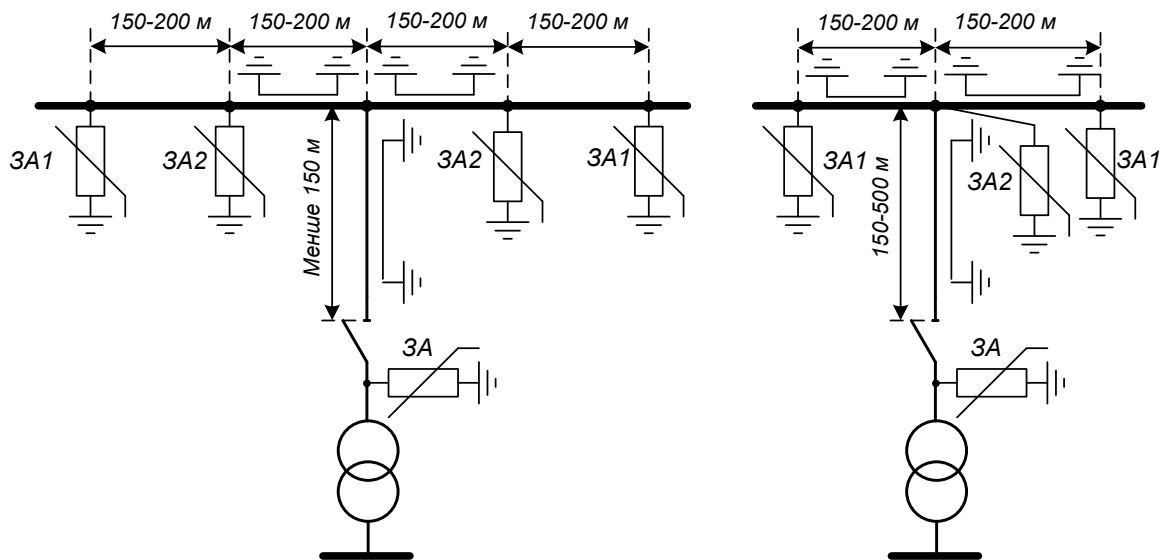


Рисунок 2.20 – Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ відгалуженням

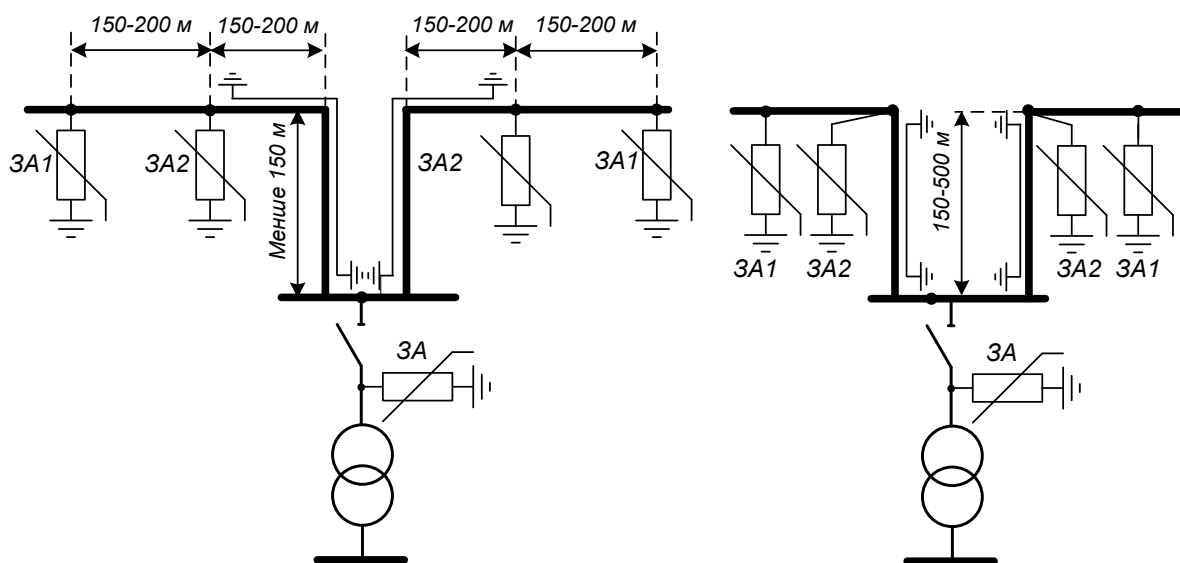


Рисунок 2.21 – Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ за допомогою заходів

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Электрические системы и сети / под ред. Г. Н. Денисенко. – К. : Вища школа, 1986. – 584 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.
4. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / под ред. П. А. Каткова, В. И. Франгуляна. – М. : Энергия, 1980. – 352 с.
5. Шапиро И. М. Принципы унификации элементов электрической сети 110-330 кВ / И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 176 с.
6. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств / Двоскин Л. Н. – М. : Энергия, 1974. – 224 с.
7. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Мінерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
8. ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика, Енергосистеми і електричні мережі»
9. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова»
10. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми»
11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : «Изд-во НЦ ЭНАС», 2012. – 376 с.
12. Г. Н. Александров. Режимы работы воздушных линий электропередачи : учеб. пособие / Александров Г. Н. – Санкт-Петербург, 2006. – 139 с.
13. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / Лежнюк П. Д. , Лагутін В. М. , Тептя В. В. – Вінниця : ВНТУ, 2009. – 194 с.
14. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
16. Электротехнический справочник : в 3-х т. / [под ред. Орлова И. Н.]. – М. : Энергоатомиздат, 1988.
Т. 3 : в 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. – 1988. – 880 с.

Навчальне видання

**Кулик Володимир Володимирович
Тептя Віра Володимирівна
Бурикін Олександр Борисович
Сікорська Олена Вікторівна**

ТИПОВІ РІШЕННЯ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 110-330 КВ

Навчальний посібник

Рукопис оформлено В. Тептя

Редактор Т. Старічек

Оригінал-макет виготовлено О. Ткачуком

Підписано до друку 02.04.2018 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 6,33.
Наклад 50 (1-й запуск 1–20) пр. Зам. № 2018-068.

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

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