



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ**

**СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**  
**ЕЛЕКТРИЧНОГО РУХОМОГО СКЛАДУ**  
**ЗАЛІЗНИЦЬ І МЕТРОПОЛІТЕНІВ**

*Підручник*

**Харків 2026**

**УДК 629.4:621.333**

**С 409**

*Рекомендовано вченою радою Українського державного  
університету залізничного транспорту як підручник  
(витяг з протоколу № 6 від 1 липня 2025 р.)*

**Рецензенти:**

д. т. н., професор М. В. Хворост (ХНАМГ ім. О. М. Бекетова),

д. т. н., професор С. Г. Буряковський (НТУ «ХПІ»)

**Авторський колектив:**

С. В. Панченко, М. М. Бабаєв, С. І. Яцько, Я. В. Ващенко

2-ге видання, виправлене та доповнене

**С 409** Системи електропостачання електричного рухомого складу залізниць і метрополітенів: Підручник / С. В. Панченко, М. М. Бабаєв, С. І. Яцько та ін. – 2-ге вид., випр. та допов. – Харків: УкрДУЗТ, 2026. – 318 с., рис. 63, табл. 11.

ISBN

У підручнику наведено основи принципів улаштування та функціонування систем електропостачання електричного рухомого складу залізниць і метрополітенів.

Матеріал розрахований на студентів, магістрів, слухачів, аспірантів, працівників підприємств, а також спеціалістів, які бажають розширити свої знання в галузі систем тягового електропостачання.

УДК 629.4:621.333

ISBN

© Український державний університет  
залізничного транспорту, 2026.

## ЗМІСТ

|  |           |
|--|-----------|
| Вступ .....  | 7         |
| <b>1. Структура систем електропостачання в Україні .....</b>   | <b>8</b>  |
| <b>2. Системи тягового електропостачання залізниць постійного і змінного струму .....</b>                | <b>14</b> |
| 2.1. Система тягового електропостачання постійного струму .....  | 16        |
| 2.2. Система тягового електропостачання змінного струму .....  | 17        |
| <b>3. Лінії електропостачання .....</b>  | <b>21</b> |
| 3.1. Класифікація ліній електропостачання .....  | 21        |
| 3.2. Опори ЛЕП .....   | 22        |
| 3.3. Проводи повітряних ліній .....  | 30        |
| 3.4. Фізичні характеристики ЛЕП .....  | 31        |
| <b>4. Схеми з'єднань тягових підстанцій, контактних мереж і контактних підвісок суміжних мереж .....</b> | <b>32</b> |
| 4.1. Схеми приєднання тягових підстанцій до ліній електропередач .....                                   | 32        |
| 4.2. Схеми живлення контактної мережі .....  | 34        |
| 4.3. Схеми з'єднання контактних підвісок суміжних шляхів .....   | 37        |
| 4.4. Стикування ділянок з різними системами струму ...   | 39        |
| <b>5. Особливості схем приєднання змінного струму .....</b>  | <b>42</b> |
| 5.1. Схема живлення тягової мережі «зірка-трикутник»   | 42        |
| 5.2. З'єднання групи тягових підстанцій .....  | 49        |
| 5.3. Схеми Скотта і відкритого трикутника .....  | 51        |
| <b>6. Випрямні пристрої .....</b>  | <b>54</b> |
| 6.1. Однофазні схеми випрямлення .....   | 57        |
| 6.2. Схеми випрямлячів трифазного струму .....   | 58        |
| 6.2.1. Нульові схеми .....   | 58        |
| 6.2.2. Мостові схеми .....   | 61        |
| 6.2.3. Порівняння схем трифазних випрямлячів .....   | 63        |
| 6.3. Комутація у випрямлячах .....   | 65        |
| 6.4. Складові випрямленої напруги .....  | 66        |
| <b>7. Графіки навантажень і коефіцієнти режимів роботи електроустановок .....</b>                        | <b>68</b> |
| 7.1. Графіки електричних навантажень .....   | 68        |
| 7.2. Коефіцієнти режимів роботи електроустановок .....   | 73        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>8. Якість електричної енергії. Взаємодія системи тягового електропостачання і електричного рухомого складу .....</b> | <b>74</b>  |
| 8.1. Показники якості .....   | 74         |
| 8.2. Вплив змін напруги в тяговій мережі на роботу електричних локомотивів .....  | 78         |
| <b>9. Несиметрія струмів і напруг .....</b>   | <b>87</b>  |
| 9.1. Причини виникнення несиметрії струмів і напруг ...   | 87         |
| 9.2. Негативні наслідки несиметрії струмів і напруг .....   | 91         |
| <b>10. Регулювання напруги на тягових підстанціях .....</b>   | <b>94</b>  |
| 10.1. Регулювання напруги за допомогою трансформаторів .....  | 95         |
| 10.2. Повздовжня та поперечна ємнісні компенсації .....   | 97         |
| 10.3. Сучасні засоби поліпшення якості електричної енергії .....  | 101        |
| <b>11. Схеми живлення та розподілу електричної енергії на трансформаторних підстанціях .....</b>                        | <b>110</b> |
| 11.1. Головні схеми .....   | 110        |
| 11.2. Трансформаторні підстанції .....  | 111        |
| <b>12. Розподільні пристрої тягових підстанцій постійного і змінного струму .....</b>                                   | <b>123</b> |
| 12.1. Схема РП тягової підстанції 3,3 кВ .....  | 123        |
| 12.2. Згладжувальні пристрої тягових підстанцій .....   | 127        |
| 12.3. Схема РП тягової підстанції 27,5 кВ .....   | 131        |
| <b>13. Трансформатори і низьковольтне обладнання .....</b>  | <b>138</b> |
| 13.1. Силові трансформатори .....   | 138        |
| 13.2. Трансформатори напруги .....  | 141        |
| 13.3. Трансформатори струму .....   | 143        |
| 13.4. Ізолятори .....   | 146        |
| 13.5. Струмоведучі частини .....  | 148        |
| 13.6. Комутаційні та захисні апарати .....  | 150        |
| <b>14. Високовольтне обладнання розподільних пристроїв .....</b>  | <b>158</b> |
| 14.1. Високовольтні вимикачі .....  | 158        |
| 14.2. Роз'єднувачі, вимикачі навантаження, від'єднувачі, короткозамикачі .....  | 169        |
| 14.3. Швидкодіючі вимикачі .....  | 173        |
| 14.4. Розрядники .....  | 176        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>15. Модульне та комплектне обладнання .....</b>                    | <b>182</b> |
| 15.1. Блоки відкритих і закритих розподільних пристроїв .....         | 182        |
| 15.2. Сучасні елегазово-вакуумні розподільні пристрої ..              | 188        |
| <b>16. Контактна мережа .....</b>                                     | <b>193</b> |
| 16.1. Контактна підвіска .....  | 193        |
| 16.2. Підтримувальні конструкції і опори контактної мережі .....      | 198        |
| 16.3. Проводи і троси контактної мережі .....                         | 202        |
| <b>17. Рекуперація електричної енергії .....</b>                      | <b>205</b> |
| 17.1. Рекуперація локомотивам поблизу .....                           | 207        |
| 17.2. Рекуперація інверторами на тягових підстанціях ..               | 208        |
| 17.3. Застосування накопичувачів енергії .....                        | 212        |
| <b>18. Аварійні режими в системах електропостачання ...</b>           | <b>214</b> |
| 18.1. Причини та види коротких замикань, їх наслідки ..               | 214        |
| 18.2. Перехідні процеси при коротких замиканнях .....                 | 217        |
| 18.3. Методи розрахунків струмів коротких замикань ...                | 220        |
| 18.4. Електродинамічна і термічна дія струмів коротких замикань ..... | 221        |
| 18.5. Обмеження струмів короткого замикання .....                     | 227        |
| <b>19. Блукальні струми та заземлювальні пристрої .....</b>           | <b>231</b> |
| 19.1. Блукальні струми .....  | 231        |
| 19.2. Заземлювальні пристрої .....                                    | 235        |
| 19.3. Заземлювальні пристрої тягових підстанцій .....                 | 238        |
| <b>20. Автоматизація систем електропостачання .....</b>               | <b>241</b> |
| 20.1. Функціональні і перетворювальні елементи і пристрої .....       | 242        |
| 20.2. Автоматика живильних ліній і фідерів .....                      | 244        |
| 20.3. Пристрої телемеханіки .....                                     | 245        |
| 20.4. Управляючі системи в пристроях електропостачання .....          | 251        |
| <b>21. Електропостачання метрополітенів .....</b>                     | <b>253</b> |
| <b>22. Власні потреби електроустановок .....</b>                      | <b>265</b> |
| 22.1. Системи власних потреб підстанцій .....                         | 265        |
| 22.2. Система живлення власних потреб постійного струму .....         | 268        |
| 22.3. Електропостачання нетягових споживачів .....                    | 272        |
| <b>23. Сучасні технології електропостачання .....</b>                 | <b>274</b> |

|  |     |
|--|-----|
| 23.1. Обладнання розподільних пристроїв .....  | 275 |
| 23.2. Схеми розподільних пристроїв .....       | 279 |
| 23.3. Надпровідники та кріогенна техніка ..... | 284 |
| 23.4. Альтернативна енергетика .....           | 287 |
| Бібліографічний список .....                   | 293 |
| Додаток 1. Основи теорії змінного струму ..... | 297 |
| Додаток 2. Довгі лінії .....                   | 305 |
| Додаток 3. Трифазні кола .....                 | 313 |

## ВСТУП

Електровози, електропоїзди, електромобілі та інші мобільні споживачі електроенергії, що дозволяють здійснювати швидке та ефективне переміщення пасажирів і вантажів, потребують спеціальних систем забезпечення їхнього живлення.

Незважаючи на те, що елементи таких систем всюди оточують нас, а це і опори ліній електропередач, і електричні підстанції, і контактні мережі, все ж таки більшість процесів залишається за лаштунками, не дозволяючи сповна проникнутись інженерним захватом і характерними особливостями явищ, що там відбуваються.

Практичне використання таких систем електропостачання у своїй більшості передбачає знання фахівцями галузі теорії фізичних (електромагнітних, перехідних) процесів, адже одного разу розроблене, сконструйоване та введене в експлуатацію сучасне обладнання має працювати десятиріччями без необхідності його обслуговування та ремонту.

Звідси виникає потреба в розгляді та аналізі процесу передачі енергії від електростанцій через розподільні пристрої та лінії електропередач до кінцевого споживача – електротранспорту, який, як відомо, є особливим високопотужним споживачем. На цьому шляху виникає безліч проблем, вирішення яких продовжується і зараз: зменшення втрат при передачі енергії, задачі запобігання аварійних режимів, підвищення екологічності, надійності і ресурсу використовуваного обладнання та ін..

Тому якісному фахівцю-інженеру необхідно володіти основами знань про різновиди схем, режими роботи, показники якості електричної енергії, засоби захисту, умови електричної взаємодії системи електропостачання та електрорухомого складу, а також іншими питаннями, що дозволяють стати експертом у галузі.

При цьому слід мати на увазі, що, незважаючи на фізичну та моральну застарілість існуючих вітчизняних пристроїв електропостачання, що використовуються досі, такі знання не стануть на заваді при освоєнні принципів роботи і фізики процесів нового обладнання. Для цього необхідно мати уявлення про закордонний досвід, перспективи розвитку електрифікації залізниць і їх зв'язок з досягненнями науково-технічного прогресу для впровадження найперспективніших систем в Україні.

# 1. Структура системи електропостачання в Україні

Для вивчення особливостей улаштування систем електропостачання використовуються поняття і терміни, які характеризують призначення окремих елементів електропостачання електрифікованих залізниць. Не знаючи сенсу цих понять і термінів, неможливо користуватись технічною літературою з даної галузі знань [1,2].

*Енергетична система (енергосистема)* – сукупність електричної системи, теплових установок і теплових мереж, пов'язаних у єдине ціле загальністю виробництва та розподілу електричної і теплової енергії.

*Електроенергетична система* – електрична частина енергосистеми та приймачі електричної енергії, що живляться від неї, об'єднані сукупністю процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Основним постачальником електричної енергії для залізничного транспорту є Об'єднана електроенергетична система України (ОЕС) (рис. 1.1), яка здійснює централізоване електрозабезпечення споживачів. До складу ОЕС входять вісім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна, зв'язані між собою лініями електропередачі (ЛЕП) напругою 330, 500 і 750 кВ. Електростанції зв'язані між собою і з трансформаторними підстанціями ЛЕП напругою 110 і 220 кВ.

*Номінальна напруга* – напруга, що є одним із основних параметрів, який визначає рівень ізоляції обладнання електроустановки, при якій забезпечується нормальна робота електроустановки протягом строку, гарантованого виробником.

*Шкала діючих значень номінальних лінійних напруг змінного струму  $U_{ном}$ , кВ:* 0,22; 0,38; 0,66; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150.

Надходження електричної енергії на залізницю здійснюється в пунктах її приймання ПП (рис. 1.1). Такими пунктами є тягові підстанції ЕЧЕ, центральні розподільні підстанції ЦРП, трансформаторні підстанції ТП.

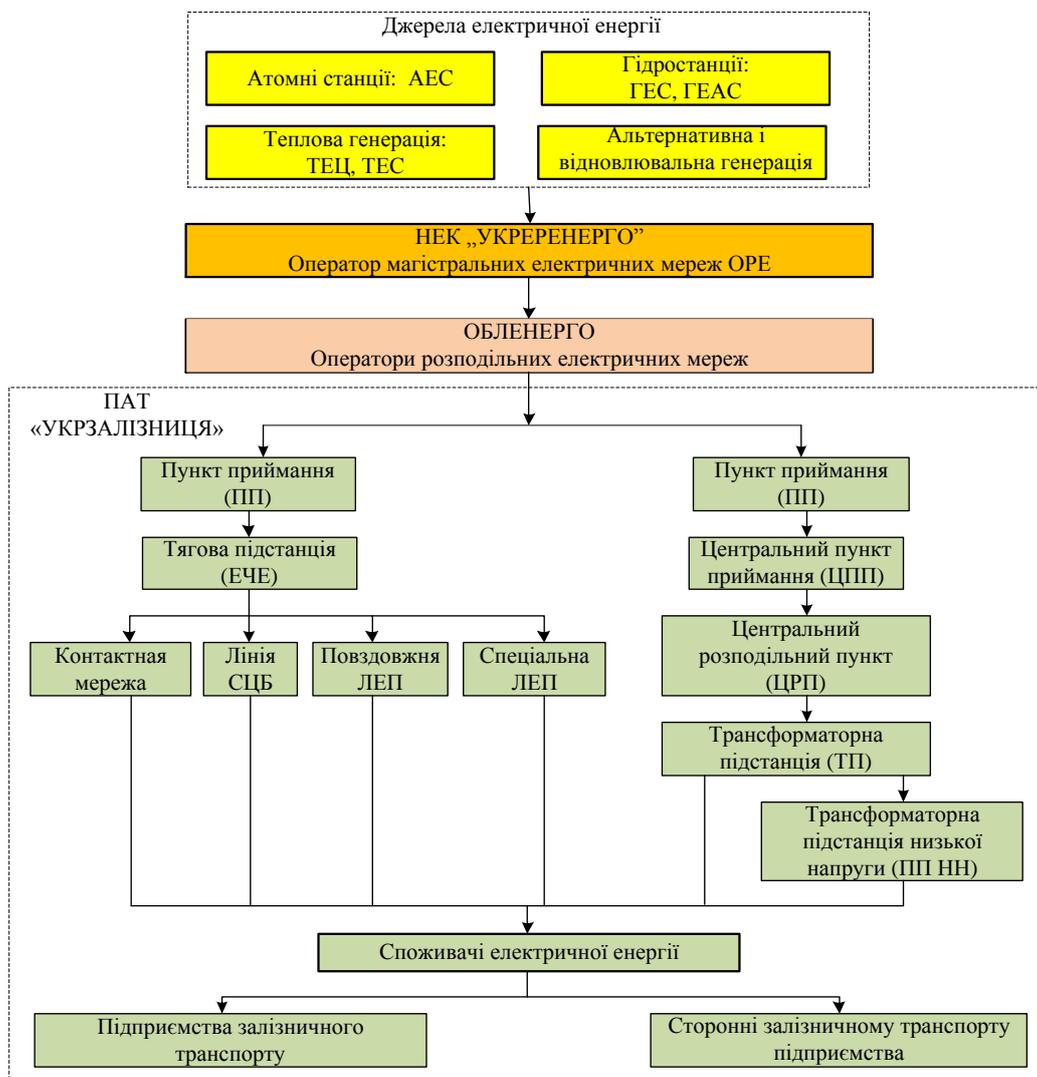


Рис. 1.1. Електропостачання залізниці

*Електроустановки* – всі об’єкти, на яких виробляється, перетворюється, розподіляється або споживається електроенергія. До електроустановок належать електричні станції, підстанції, лінії електропередачі.

*Електрична станція* – електроустановка, яка є джерелом електричної або одночасно теплової та електричної енергії.

На електростанціях виробляється змінний трифазний струм частотою 50 Гц з генераторною напругою (від 3 до 21 кВ), яка потім надходить на розміщену поряд підвищувальну трансформаторну підстанцію, де напруга підвищується до десятків або сотень кіловольт. Передача електроенергії високою напругою на великі відстані більш економічна, оскільки знижуються її втрати в проводах ЛЕП.

Централізоване виробництво електричної енергії в ОЕС здійснюють 14 найпотужніших теплових і вісім гідроелектростанцій, які входять до складу шести державних і приватних акціонерних енергогенеруючих компаній: Західенерго, Центренерго, Дніпроенерго, Київенерго, Донбасенерго, підпорядкованих Міністерству енергетики та вугільної промисловості України, і чотири АЕС, які входять до складу Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом» (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Електростанції фактичною потужністю більше 50 МВт, лінії та підстанції

Транспортування електричної енергії від енергогенеруючих до енергопостачальних компаній магістральними і розподільними електромережами країни забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго» (НЕК «Укренерго»), до складу якої входять вісім згаданих вище регіональних електроенергетичних систем. НЕК «Укренерго» – вертикально інтегрована природна монополія в галузі передачі електроенергії, належить до сфери управління Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Розподіл електроенергії в ОЕС здійснюють 27 акціонерних енергопостачальних компаній (ОБЛЕНЕРГО).

*Підвищувальні підстанції* споруджуються поряд з електростанціями та служать для зв'язку електростанцій з електроенергетичною системою і передачі електроенергії споживачам високої напруги.

*Знижувальні підстанції* споруджуються в районах споживання електроенергії (районні) або безпосередньо біля споживачів (місцеві), призначені для зниження високої первинної напруги живильної мережі до більш низької вторинної напруги, яка служить для живлення електроприймачів і споживачів (рис. 1.3).

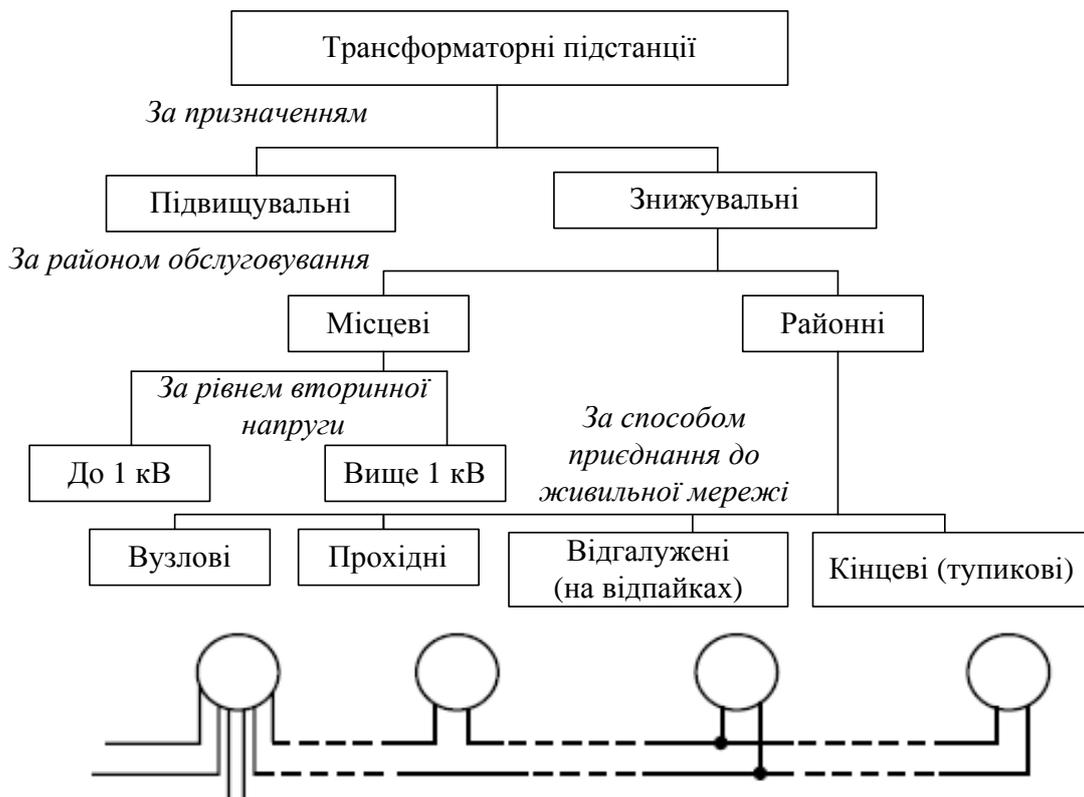


Рис. 1.3. Класифікація трансформаторних підстанцій

*Електричні мережі* – підстанції та лінії електропередачі, які зв'язують між собою електростанції зі споживачами електроенергії в єдине ціле.

*Підстанції* – електроустановки, на яких відбувається перетворення та розподіл електроенергії.

*Лінії електропередачі (повітряні або кабельні)* – елементи, що зв'язують між собою підстанції, електростанції та споживачів.

Трифазні мережі напругою 380/220 В, як правило, використовують для живлення освітлювальних електроустановок та електродвигунів невеликої потужності. У ряді галузей разом з системою трифазного струму застосовують систему постійного струму. Так, напругу 600 В постійного струму використовують у тягових мережах трамваїв і тролейбусів, 825 В – у мережах метрополітену, 3000 В – на електрифікованих магістральних залізницях (рис. 1.4) [3], 1500 В – на промисловому транспорті. Крім того, постійний струм використовується в кольоровій металургії, хімічній промисловості, побутових приладах (шляхом випрямлення змінного).

Система однофазного змінного струму напругою 25 кВ знайшла широке застосування в тягових мережах електрифікованих залізниць.

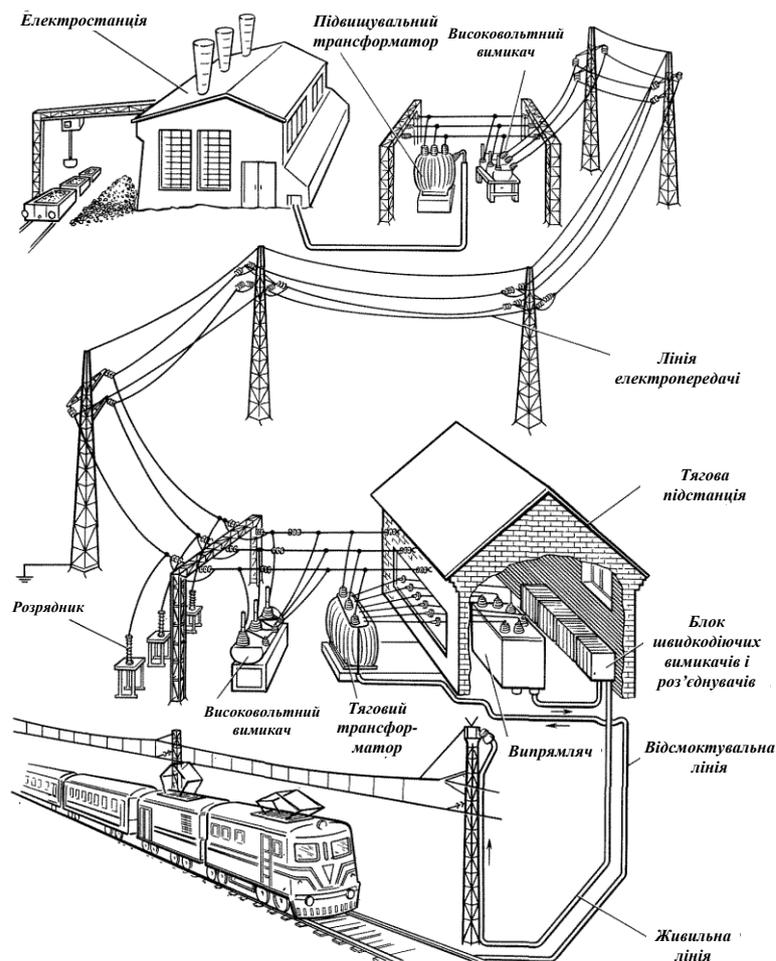


Рис. 1.4. Спрощений загальний вигляд ділянки електрифікованої залізниці постійного струму

*Приймач електроенергії (електроприймач)* – пристрій, у якому відбувається перетворення електричної енергії в інший вид енергії для її використання (електродвигуни, освітлювальні прилади (лампи розжарювання, люмінесцентні, газорозрядні), електротехнічне обладнання (зварювальні апарати, електропечі, верстати, побутові прилади) тощо.

*Споживач електроенергії* – електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території.

Ступінь надійності електропостачання споживачів визначається категорією його електроприймачів. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) поділяють електроприймачі на 3 категорії [4]. Підприємства залізничного транспорту належать до споживачів 1-ї категорії.

До *1-ї категорії* належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може призвести до небезпеки для життя людей; значної шкоди народному господарству; пошкодження вартісного основного обладнання; масового браку продукції; порушення складного технологічного процесу; порушення функціонування особливо важливих елементів господарства. Такі приймачі повинні отримувати живлення від двох незалежних джерел енергії і перерва їх електропостачання може бути допущена тільки на період автоматичного введення резервного живлення.

До *2-ї категорії* належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовипуску продукції, масового простою працівників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості людей. Тут допускається перерва живлення на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення черговим персоналом або виїзною оперативною бригадою.

До *3-ї категорії* належать всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення 1-ї та 2-ї категорій. Тут допускається перерва в живленні на час ремонту або заміни пошкодженого обладнання системи електропостачання, але не більше доби.

Полігон електрифікації залізничного транспорту в Україні на сьогодні складає 10 267 км, або 47,4 % експлуатаційної довжини, з них 5506 км електрифіковані на однофазному змінному струмі

25 кВ / 50 Гц, решта на постійному струмі 3,0 кВ. Основні магістральні напрямки залізниць у нашій державі електрифіковані. Електрифікація залізниць у деяких країнах Європи наведена на рис. 1.5.

| Країна         | Довжина мережі, км | Електрифіковані лінії |           | Рід струму                        |                     |
|----------------|--------------------|-----------------------|-----------|-----------------------------------|---------------------|
|                |                    | Довжина, км           | Частка, % | Однофазний змінний струм, кВ / Гц | Постійний струм, кВ |
| Бельгія        | 13 410             | 2516                  | 19        | –                                 | 3                   |
| Данія          | 2833               | 440                   | 16        | 15 / 16,7                         | –                   |
| Німеччина      | 44 214             | 20 463                | 46        |                                   | –                   |
| Фінляндія      | 11 726             | 4389                  | 37        | 25 / 50                           | –                   |
| Франція        | 31 939             | 14 176                | 44        |                                   | 1,5                 |
| Великобританія | 16 596             | 4988                  | 30        |                                   | 0,75                |
| Нідерланди     | 2808               | 2061                  | 73        | –                                 | 1,5                 |
| Італія         | 19 502             | 11 668                | 60        |                                   | 1,5 / 3             |
| Норвегія       | 4012               | 2530                  | 63        | 15 / 16,7                         | –                   |
| Австрія        | 6257               | 3640                  | 58        |                                   | –                   |
| Польща         | 26 270             | 12 249                | 47        | –                                 | 3                   |
| Швеція         | 11 599             | 7443                  | 64        | 15 / 16,7                         | –                   |
| Швейцарія      | 4575               | 4575                  | 100       |                                   | –                   |
| Іспанія        | 15 171             | 7605                  | 50        | 25 / 50                           | 1,5 / 3             |

Рис. 1.5. Електрифікація в деяких країнах Європи

## 2. Системи тягового електропостачання залізниць постійного і змінного струму

Система електропостачання електрифікованої залізниці складається з [5]:

- *зовнішньої частини* системи електропостачання, що включає в себе пристрої вироблення, розподілу і передачі електричної енергії до тягових підстанцій (за виключенням останніх);

- *тягової частини* системи електропостачання, що складається з тягових підстанцій лінійних пристроїв і тягової мережі. Тягова мережа у свою чергу складається з контактної мережі, рейкового шляху, живильних і відсмоктувальних ліній (фідерів), а також інших проводів і пристроїв, які приєднуються по довжині лінії і контактної підвіски безпосередньо або через спеціальні автотрансформатори.

Основним споживачем електричної енергії в тяговій мережі є електричний рухомий склад (електровози та електричний моторвагонний рухомий склад – ЕРС). Внаслідок випадкового розташування поїздів неминучі випадкові поєднання навантажень, які можуть істотно вплинути на режими роботи системи тягового електропостачання.

Разом з цим поїзди, що віддаляються від тягової підстанції, живляться електричною енергією при більш низькій напрузі, оскільки збільшуються втрати при транспортуванні електричної енергії на ділянці між тяговою підстанцією та ЕРС, що впливає на швидкість руху поїзда і, як наслідок, на пропускну спроможність ділянки.

Узагальнена принципова схема електропостачання електрифікованої залізниці показана на рис. 2.1, зовнішній вигляд її складових елементів на рис. 2.2.

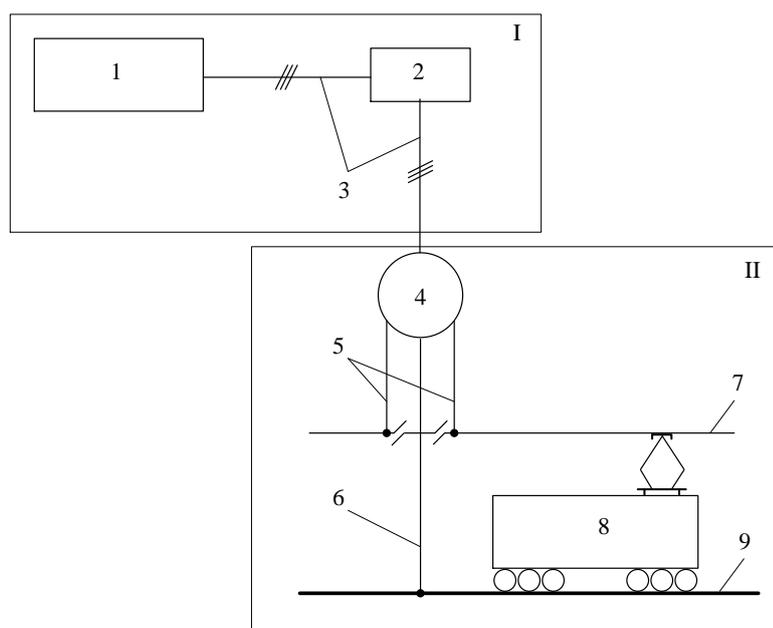


Рис. 2.1. Спрощена принципова схема електропостачання електрифікованої залізниці:

- 1 – електрична станція, яка генерує електричну енергію;
- 2 – підвищувальна трансформаторна підстанція; 3 – трифазна лінія електропередачі; 4 – тягова підстанція; 5 – живильна лінія (фідер);
- 6 – відсмоктувальна лінія (фідер); 7 – контактна мережа; 8 – ЕРС;
- 9 – рейки



Рис. 2.2. Фото елементів схеми тягового електропостачання: тягової підстанції, нейтральної вставки та відсмоктувальної лінії (фідера зворотного струму)

В Україні застосовуються дві системи тягового електропостачання: постійного струму DC (від *англ.* direct current – постійний струм) з напругою в контактній мережі 3 кВ і система електропостачання змінного струму AC (від *англ.* alternating current – змінний струм) з напругою в контактній мережі 25 кВ частотою 50 Гц.

## 2.1. Система тягового електропостачання постійного струму

Схема живлення електрифікованої ділянки залізниці постійного струму показана на рис. 2.3.

Живлення тягової мережі в більшості випадків здійснюється від шин 110 (220) кВ через знижувальний трансформатор, який забезпечує зниження напруги до 10 кВ. До шин 10 кВ підключений перетворювач, який складається з тягового трансформатора і випрямляча. Останній забезпечує перетворення змінного струму в постійний напругою на шинах 3,3 кВ. Контактна мережа підключається до «плюс шини», а рейки – до «мінус шини».

Величина напруги живлення 3,3 кВ системи тягового електропостачання постійного струму обумовлена тим, що тягові двигуни для електровозів і електропоїздів постійного струму розраховані на номінальну напругу 1,5 кВ або 750 В.

*Недоліки системи:*

- внаслідок низької напруги в тяговій мережі збільшений струм споживання ЕРС (втрати електроенергії ~ 22 %);

- при великих струмових навантаженнях відстань між тяговими підстанціями дорівнює 20 км і менше, що обумовлює високу вартість системи електропостачання і високі експлуатаційні витрати;

- великі струмові навантаження потребують застосування контактної підвісу більшого перерізу, що супроводжується значними перевитратами дефіцитних кольорових металів, а також при цьому зростають механічні навантаження на опори контактної мережі;

- при електричній тязі постійного струму має місце інтенсивна корозія підземних металевих споруд, у тому числі опор контактної мережі.

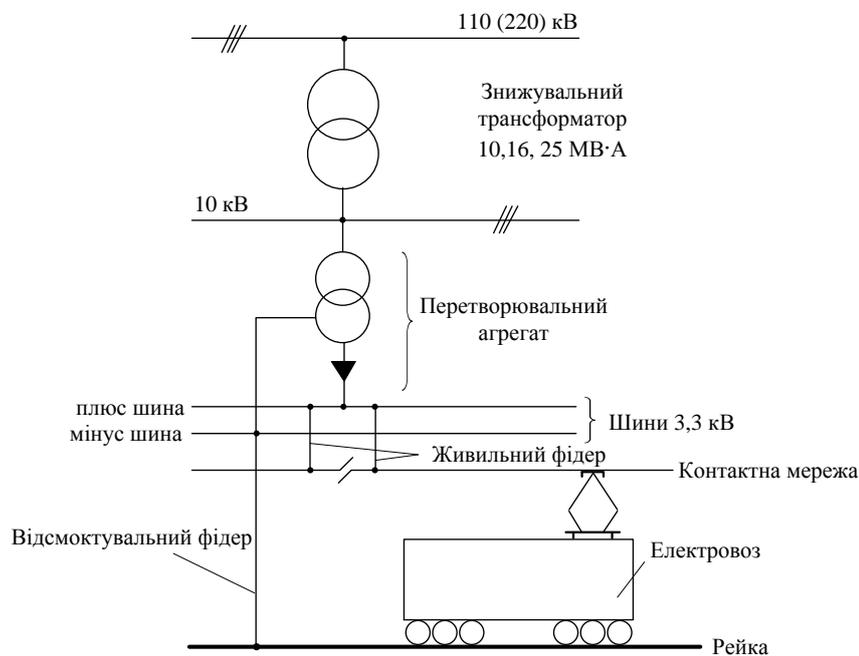


Рис. 2.3. Принципова схема живлення електрифікованої ділянки залізниці постійного струму з напругою в контактній мережі 3 кВ

Протяжність електричних залізниць, електрифікованих за системою постійного струму з напругою в тяговій мережі 3 кВ станом на 2017 р. майже така сама, як і змінного (27,5 кВ / 50 Гц).

## 2.2. Система тягового електропостачання змінного струму

На залізницях, електрифікованих на змінному струмі, найбільшого поширення набула система електропостачання

напругою 25 кВ частотою 50 Гц (на зарубіжних залізницях можуть бути системи змінного струму 25 кВ з частотою 60 Гц, напругою 11-15 кВ частотою  $16\frac{2}{3}$  і 25 Гц).

Принципова схема живлення електрифікованої ділянки змінного струму показана на рис. 2.4, її основний елемент тяговий трансформатор – на рис. 2.5.

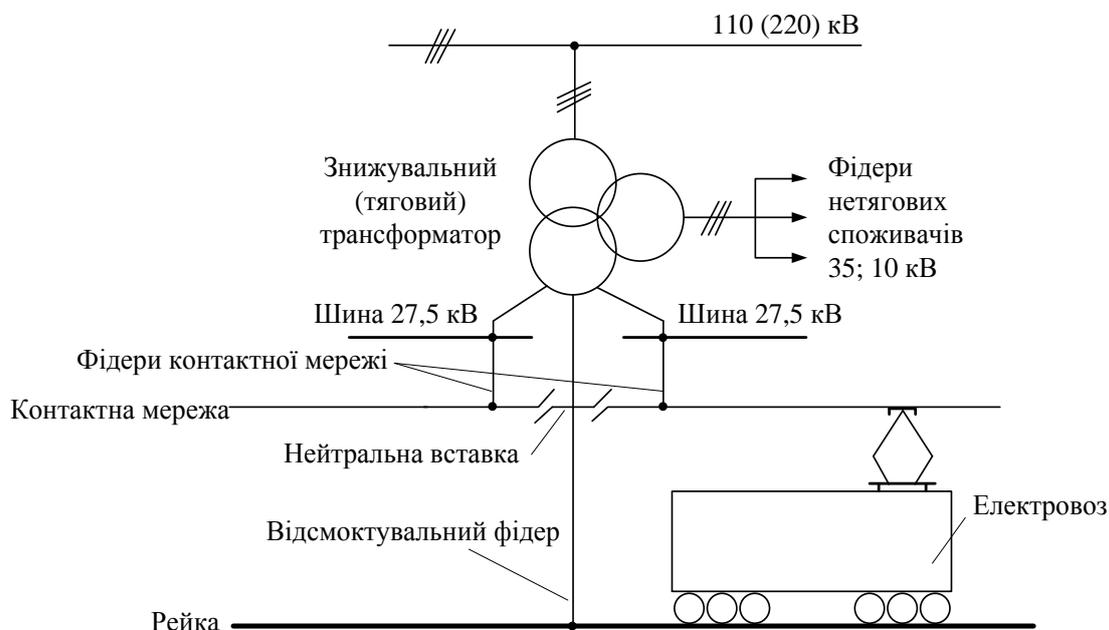
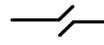


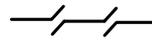
Рис. 2.4. Принципова схема живлення електрифікованої ділянки залізниці змінного струму напругою в контактній мережі 25 кВ



Рис. 2.5. Трансформатор підстанції

## *Термінологія!*

 **Ізолюючий повітряний проміжок** на ділянках постійного струму.

 **Нейтральна вставка** на ділянках змінного струму.

Живлення тягової мережі здійснюється від шин 110 (220) кВ через знижувальний (тяговий) трансформатор. Він має три обмотки:

*I* - обмотка високої напруги 110 (220) кВ;

*II* - обмотка низької (середньої) напруги 27,5 кВ для живлення контактної мережі;

*III* - обмотка середньої (низької) напруги 35, 10 кВ для живлення нетягових споживачів.

До шин 27,5 кВ підключені фідери контактної мережі. При цьому фази *A* і *B* живлять різні плечі тягової підстанції. Для розподілу фаз на контактній мережі влаштовується нейтральна вставка. Фаза *C* підключається до рейок.

### *Переваги системи:*

- підвищення напруги в контактній мережі до 25 кВ зменшує струм навантаження, втрати напруги і потужності;

- збільшено відстань між тяговими підстанціями до 40-60 км і зменшено їх кількість (у два-три рази);

- зменшений строк будівництва;

- менші витрати кольорових металів.

### *Недоліки системи:*

- несиметричний режим роботи трифазних трансформаторів і, як наслідок, погіршення показників якості електричної енергії і значне зниження їхньої доступної потужності;

- несинусоїдальність споживаних струмів, а також погіршення якості електричної енергії в живильній системі електропостачання (у кривій споживаного струму містяться негативні вищі гармоніки);

- тягова мережа змінного струму є джерелом електромагнітного впливу на суміжні пристрої, у тому числі на лінії зв'язку;

- наявність зрівнювальних струмів, а отже, додаткових великих втрат електричної енергії.

### *Яка система краща?*

Розвиток і становлення кожної з систем постійного і змінного струму зумовлювалися станом розвитку науково-технічного прогресу на певний період часу. При цьому слід зазначити, що система постійного струму з моменту своєї появи фактично не змінювалася структурно, а змінювалися в основному елементна база та устаткування. Система змінного струму, навпаки, із самого початку свого застосування постійно зазнає різного роду вдосконалень. Можна констатувати, що, незважаючи на задекларовані переваги та впровадження системи змінного струму, яка переважає нині, досвід її експлуатації доводить, що в цілому система змінного струму не є досконалою. За всі роки експлуатації та постійної модернізації так і не були усунені основні недоліки цієї системи: небезпечний електромагнітний вплив, несиметричне завантаження фаз, значні обсяги транзиту реактивної енергії тощо. Звичайно, наукові дискусії щодо того, яка система електрифікації краща, ведуться давно, але детального й комплексного порівняльного аналізу донині не виконано.

Необхідно також звернути увагу на те, що передбачувані переваги впровадження системи змінного струму – зниження витрати електроенергії за рахунок зменшення втрат у контактній мережі, скорочення капітальних витрат за рахунок зменшення кількості тягових підстанцій, зниження витрат міді за рахунок зменшення перерізу контактної підвіски – не завжди виправдані, наприклад за рахунок того, що питомі витрати електроенергії можуть бути вищими через зниження експлуатаційного ККД електровозів змінного струму. Це пов'язано з бортовим перетворювальним устаткуванням, яке при однофазному випрямленні має більші втрати, ніж стаціонарне, встановлене на тягових підстанціях. Крім того, на електровозах змінного струму рекуперативний режим менш ефективний за віддачею електроенергії, ніж на електровозах постійного струму.

Система тягового електропостачання на змінному струмі за рахунок зменшення кількості тягових підстанцій і перерізу контактної підвіски значно дешевша (на 12-15 %) за систему постійного струму, але електровози змінного струму в 1,5 разу дорожчі за електровози постійного. Витрата міді в контактній мережі при змінному струмі у 2 рази менше, ніж при постійному, але в кожному електровозі змінного струму міді на 5,5 т більше, ніж в електровозі постійного струму.

У той же час освоєння зростаючого обсягу вантажних і пасажирських перевезень, упровадження швидкісного руху на лініях, електрифікованих на постійному струмі, неможливе без підсилення системи тягового електропостачання, тоді як система змінного струму має достатні резерви.

### 3. Лінії електропостачання

#### 3.1. Класифікація ліній електропостачання

Електрифіковані залізниці, як споживач електричної енергії, належать до споживачів першої категорії, оскільки перерва в їх роботі завдає значної шкоди всім галузям виробництва [6]. Вихід з роботи однієї підстанції (секції шин) енергосистеми або живильної лінії не повинен призводити до відключення тягової підстанції. Для цього тягові підстанції повинні мати, як правило, двостороннє живлення від двох підстанцій енергосистеми або по двох радіальних лініях від різних систем шин однієї підстанції енергосистеми, що має не менше двох джерел живлення. На повітряних лініях змінного трифазного струму підвішується не менше трьох проводів, що становлять одне коло, на лініях електропередачі постійного струму – не менше двох проводів. Розрізняють три основні схеми двостороннього живлення тягових підстанцій від ліній електропередачі ЛЕП (рис. 3.1):

- по одноланцюгових ЛЕП;
- дволанцюгових ЛЕП (підвішування обох кіл на загальних опорах);
- двох одноланцюгових ЛЕП (кожна ЛЕП на своїх опорах).

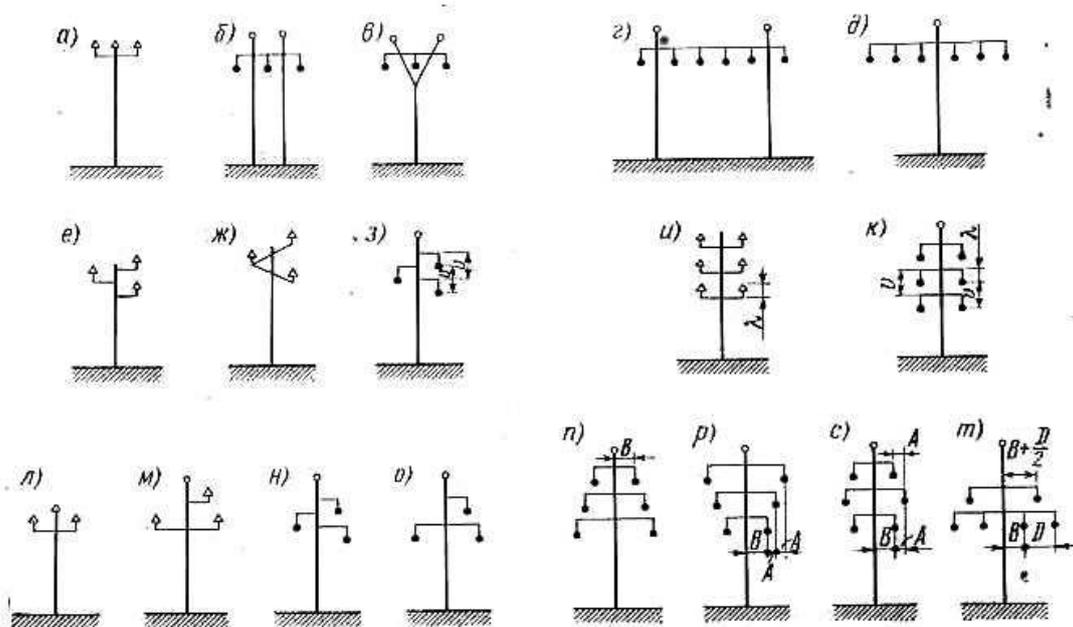


Рис. 3.1. Схеми розміщення проводів

Кількість кіл визначається схемою енергопостачання залежно від передаваної потужності, напруги і необхідності резервування. Якщо за схемою енергопостачання потрібно два ланцюги, то вони можуть бути підвішені на двох окремих одноланцюгових лініях з одинланцюговими опорами або на одній дволанцюговій лінії з дволанцюговими опорами.

Зовнішній вигляд опор ЛЕП з різною кількістю кіл наведено на рис. 3.2.

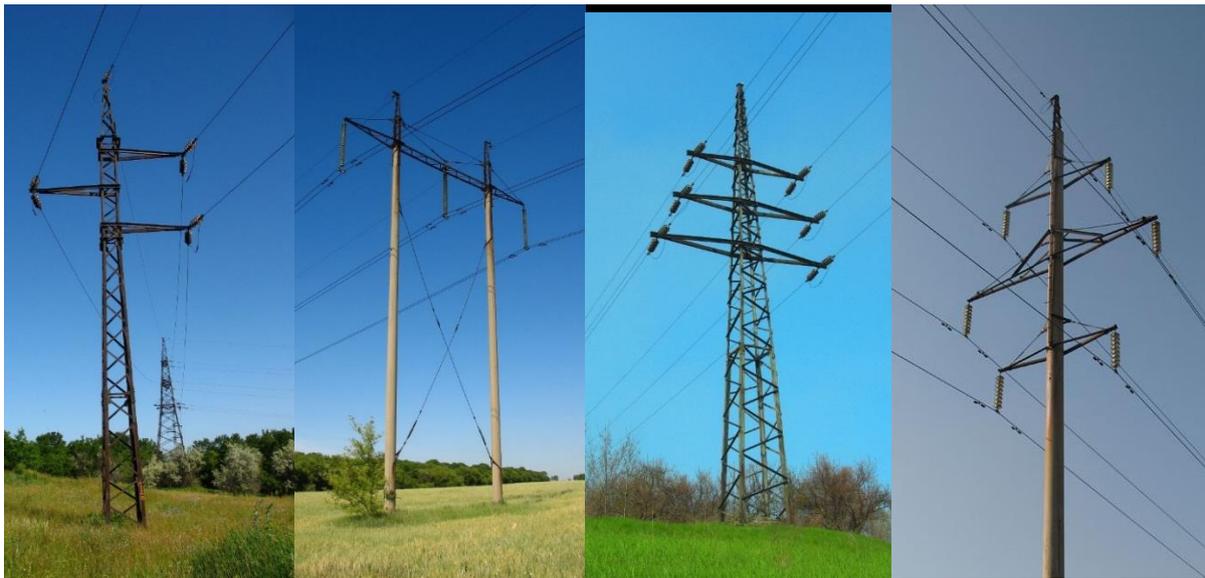


Рис. 3.2. Зовнішній вигляд одноланцюгових і дволанцюгових (сталевих і залізобетонних) опор ЛЕП

### 3.2. Опори ЛЕП

*Опора* є основним елементом повітряної ЛЕП, її призначення – підтримувати проводи та кабелі на певній висоті від землі, а також ізолятори та арматуру для кріплення. Опори за призначенням поділяють на анкерні та проміжні, вони у свою чергу поділяються на типи – *кутові* й *кінцеві* (рис. 3.3).

*Проміжні* опори забезпечують підтримання проводів між двома анкерними опорами (90 % загальної кількості опор). Проміжні опори просто утримують проводи над землею, сприймаючи навантаження від ваги проводу і від вітрових навантажень, не створюючи натяг проводів. На проміжних опорах гірлянда ізоляторів перпендикулярна до поверхні землі.

*Анкерні* опори призначені для жорсткого закріплення (натягу) на них проводів повітряної лінії. При обриві проводу між двома анкерними опорами одна повинна сприймати однобічний натяг проводів з іншою лінією. Відмітна риса анкерних опор – гірлянда ізоляторів паралельна землі.

*Кутові* опори встановлюють у місцях повороту траси повітряної лінії.

*Кінцеві* опори анкерного типу встановлюють на початку і в кінці повітряної лінії. На цих опорах натяг проводів лінії діє постійно.

Відстань між опорами повітряних ЛЕП називається *прогоном*, а відстань між опорами анкерного типу – *анкерною ділянкою* (рис. 3.4).

Відстань між опорами визначається розрахунком на механічну міцність залежно від перерізу, марки проводу, типу опор, швидкості вітру й наявності ожеледі.



*a*



*б*

Рис. 3.3. Види опор ЛЕП: *a* – проміжна; *б* – анкерна кінцева

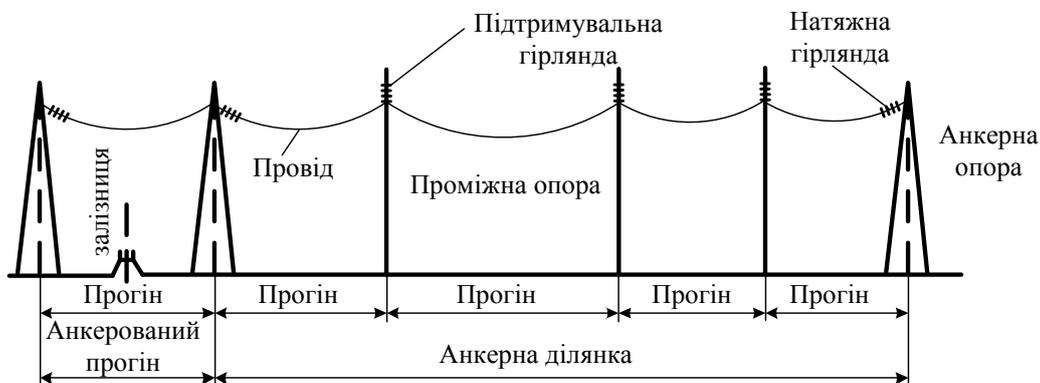


Рис. 3.4. Схема анкерної ділянки повітряної лінії

Опори виготовляють дерев'яними, сталевими та залізобетонними (рис. 3.5). Існують також досвідні конструкції з алюмінієвих сплавів і композитних матеріалів.

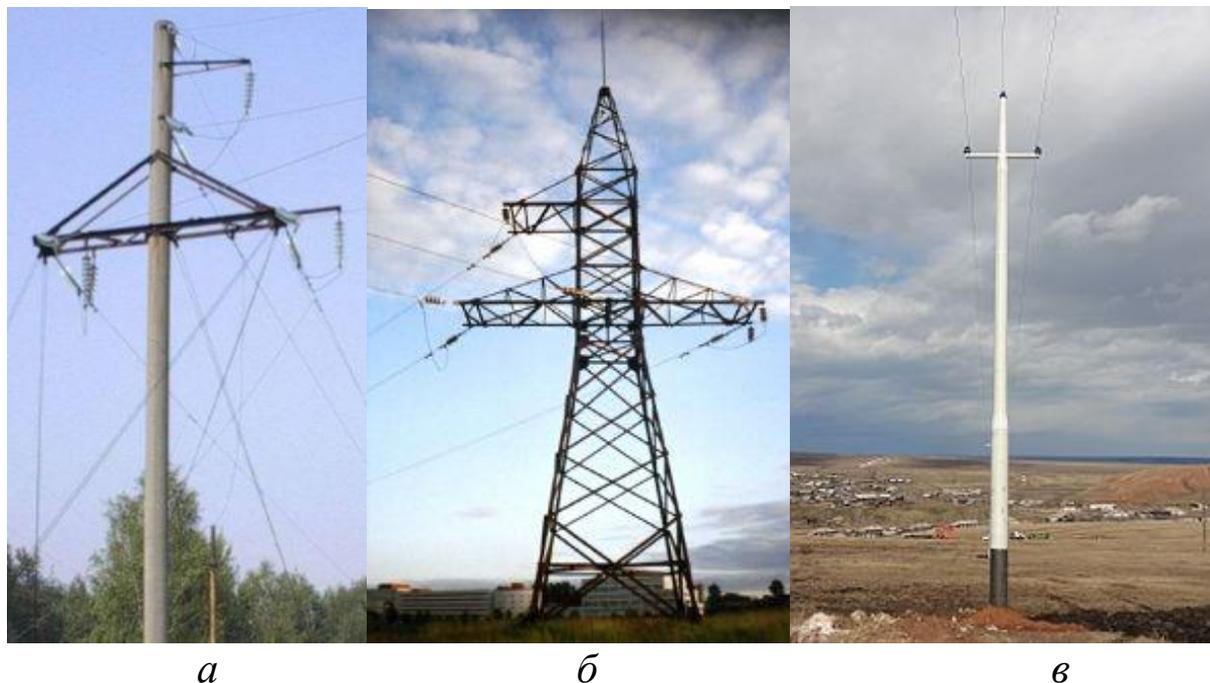


Рис. 3.5. Залізобетонна 110 кВ (а), анкерна сталева 110 кВ (б) і проміжна опора з композитного матеріалу (в)

*Сталь* є основним матеріалом, з якого виготовляються металеві опори і різноманітні деталі (траверси, тросостійки, відтяжки) опор. Перевагою сталевих опор порівняно з залізобетонними є їх висока міцність при малій масі, можливість повторного використання протягом всього періоду експлуатації.

За конструктивним виконанням ствола сталеві опори можуть бути віднесені до трьох основних схем – баштових (одно- або багатостійкових), порталних або вантових, за способом закріплення на фундаментах – до вільно стоячих опор і опор на відтяжках, за способом з'єднання елементів поділяються на зварні та болтові (рис. 3.6).

Також сталеві опори поділяються на опори гнучкої та жорсткої конструкції. Металеві опори виготовляються як із сталевого кутового прокату (рівнобічний кут), так і з гнутого сталевого профіля постійного і змінного перерізу. Як правило, для запобігання окисненню і корозії поверхню металевих опор оцинковують, у тому числі методом газотермічного напилення,

або періодично фарбують спеціальними фарбами. Конструкція сталеві опори наведена на рис. 3.7.

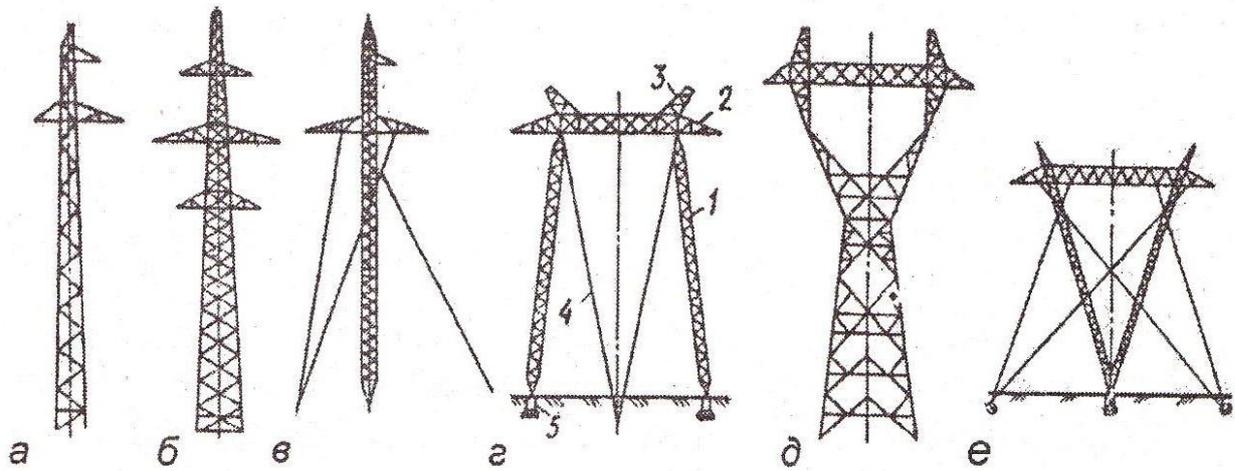


Рис. 3.6. Металеві опори ВЛ:

*a* – проміжна одноланцюгова баштового типу на 35-330 кВ;  
*б* – проміжна дволанцюгова баштового типу на 35-330 кВ;  
*в* – проміжна одноланцюгова на відтяжках на 110-330 кВ;  
*г* – проміжна портална на відтяжках на 110-330 кВ; *д* – проміжна, що вільно стоїть (типу «рюмка») на 500-750 кВ; *е* – проміжна на відтяжках типу «набла» на 750 кВ

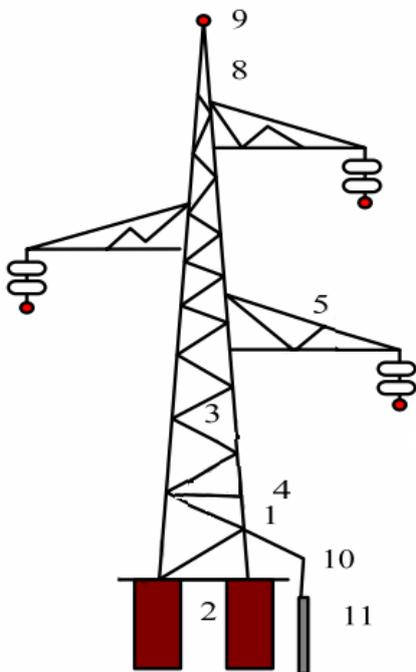


Рис. 3.7. Конструкція сталеві опори ЛЕП 220-330 кВ:

1 – стійка (ствол) опори; 2 – фундамент збірний залізобетонний або монолітний, 3 – розкоси; 4 – пояс опори; 5 – траверса (тяга і пояс траверси); 6 – гірлянда ізоляторів натяжна або підвісна; 7 – провід; 8 – тросостійка; 9 – трос блискавкозахисний; 10 – заземлювач; 11 – заземлювальний стрижень

Залізобетонні опори виготовляють з бетону, армованого металом (рис. 3.8). Для ліній 35-110 кВ, як правило, застосовують

опори з центрифугованого бетону. Перевагою залізобетонних опор є їх стійкість до корозії і впливу хімічних реагентів у повітрі. Основні недоліки – значна вага, відносно високий процент виникнення дефектів при транспортуванні та викришування бетону в приповерхневому шарі ґрунту через вплив вологи та циклічну зміну температури (замерзання-відтанення).

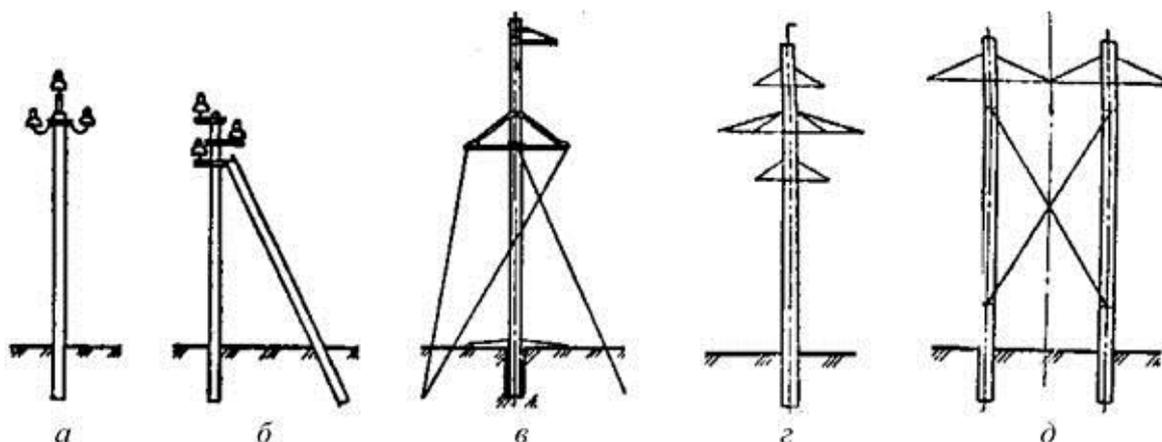


Рис. 3.8. Залізобетонні опори ВЛ:

*a* – проміжна на 8-10 кВ; *б* – кутова проміжна на 6-35 кВ; *в* – анкерно-кутова одноланцюгова на відтяжках на 35-220 кВ; *г* – проміжна дволанцюгова на 110-220 кВ; *д* – проміжна одноланцюгова портална на 330-500 кВ

*Дерев'яні* опори виготовляють з круглих колод. Найбільш розповсюджені соснові опори і дещо менше опори з листяних дерев. Дерев'яні опори застосовують для ліній напругою 220/380 В, однак іноді їх досі можна побачити на лініях 6, 35 і 110 кВ. Основна перевага таких опор – мала вартість і простота виготовлення, основний недолік – гниття деревини, особливо біля ґрунту. Просочення деревини спеціальними антисептиками (наприклад креозотом) збільшує строк її служби з 4-6 до 15-25 років. Для збільшення строку служби дерев'яну опору виконують не з цілої колоди, а складеною: з більш довгої основної стійки та короткого стільця - залізобетонної стійки.

*Композитні (полімерні)* – порівняно новий тип опор. Отримують розповсюдження в США, Канаді, Норвегії, Китаї. Переваги композитних опор обумовлені їх діелектричними властивостями, стійкістю до складних кліматичних умов (вітер,

ожеледиця, цикли замерзання-відтанення), а також малою масою, що дозволяє вести їх монтаж у важкодоступних місцях.

Строк служби залізобетонних і металевих оцинкованих або періодично фарбованих опор досягає 25 років і більше залежно від кліматичних умов. Вибір того чи іншого матеріалу опори обумовлюється з економічних міркувань.

### ***Складові елементи ЛЕП***

*Траверса* (від *франц.* traverse – перетинати, поперечний брус) – елемент несучої конструкції: поперечна горизонтальна балка для кріплення ізоляторів у верхній частині стовпа електричної лінії (рис. 3.9, *а*).

*ВЧ (високочастотний) загороджувач* – це електротехнічний пристрій, що встановлюється в розрив фазного проводу лінії електропередачі і має високий опір на частоті роботи каналу ВЧ-зв'язку і низький опір на промисловій частоті (50 Гц), тобто це фільтр, який пропускає одні частоти і не пропускає інші (рис. 3.9, *б*). Використовується в енергетиці і на залізничному транспорті для організації каналу зв'язку по ЛЕП. Ще не так давно ВЧ-зв'язок по ЛЕП був основним засобом зв'язку диспетчерського управління, телемеханіки, релейного захисту і автоматики. З причини низької пропускнуєї спроможності каналу зараз практично витіснений іншими видами зв'язку – стільниковим зв'язком, радіозв'язком, цифровими каналами зв'язку по оптоволокну. ВЧ-загороджувач складається з силової котушки індуктивності (силового реактора) з повітряним сердечником (номінальна індуктивність 0,25 ... 2,0 мГн), підключеного паралельно котушці елемента настройки, а також захисного пристрою.



Рис. 3.9. Елементи ЛЕП: траверса (*а*) і ВЧ-загороджувачі (*б*)

У місцях кріплення фазних проводів до ізоляторів на деяких опорах встановлені металеві кільця, так звані *захисні екрани* – вони сприяють рівномірному розподілу електричного поля для зменшення коронного розряду, що виникає в цих місцях, і знижують втрати в мережі на корону (рис. 3.10, *а*). Коронний розряд виглядає як слабе світіння, супроводжуване тріском, – для ЛЕП це шкідливе явище, і його намагаються подавляти якомога сильніше. Захисні екрани мають різну форму, їх багато видів – у вигляді кілець, півкілець, роїв.

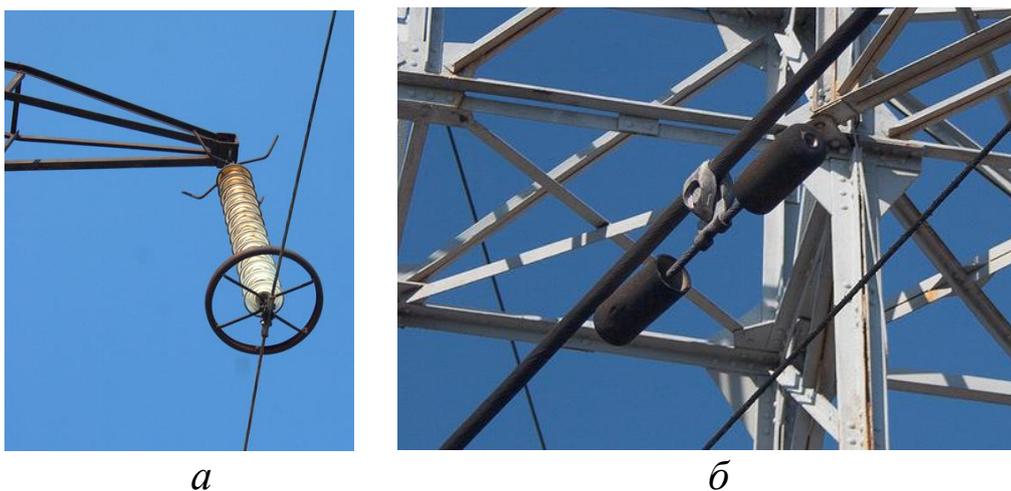


Рис. 3.10. Елементи ЛЕП: захисний екран (*а*) і гасник вібрації (*б*)

На кінцях проводів, недалеко від ізоляторів, часто розташовані конструкції у вигляді гантельок – *гасники вібрації* (рис. 3.10, *б*). Це коливальний контур, налаштований у протифазу високочастотним коливанням проводів, знижуючи їх вібрацію, яка може зруйнувати підвідну арматуру і сам провід у місці кріплення.

У кожної лінії є свій унікальний номер, наприклад Л10, Л229, і т. д. Ці номери, а також порядковий номер опори зазвичай наносяться на самі опори (нумерація опор зазвичай йде в бік споживача або знижувальної підстанції). Ізолятори на опорах потрібні для того, щоб закріпити проводи на траверсах і не допустити електричного зв'язку фазних проводів з опорою. Чим більше ізоляторів у гірлянді, тим вище напруга або тим сильніше забруднене повітря в даній місцевості, або тим більшу вагу проводів доводиться тримати анкерній опорі. За кількістю ізоляторів зручно визначати клас напруги лінії: якщо ізолятор 1, то це лінія 6 або 10 кВ, якщо їх у гірлянді від 3 до 5, то це лінія з напругою 35 кВ, якщо більше 5 ізоляторів (до 10) – це 110 кВ, 8-

12 ізоляторів – 150 або 220 кВ (рис. 3.11). Починаючи з 330 кВ проводи у фазах розчеплюються на два, щоб не використовувати один дуже товстий і важкий провід.

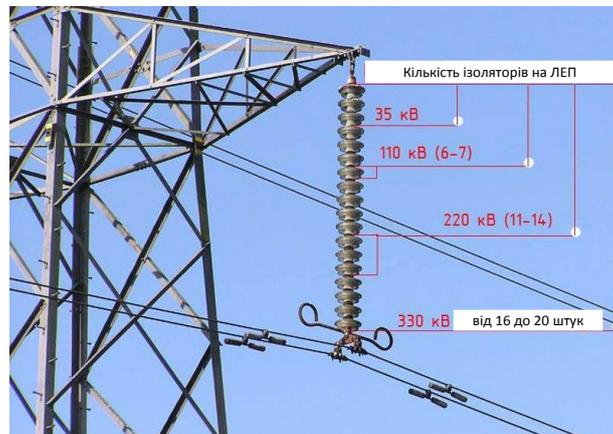


Рис. 3.11. Клас напруги ізоляторів

Зверху високовольтної опори прикріплений тонкий провід, так званий *грозотрос* (рис. 3.12). Він завжди розташований вище всіх фазних проводів, і якщо блискавка влучає в проводи або в опору, то це буде саме грозотрос, і вона буде безпечно заземлена через опору в обхід фазних проводів. Грозотрос може бути прикріплений до опори через один ізолятор, у деяких випадках він відразу кріпиться безпосередньо до опори, а точніше до сталевого прута, що йде по опорі в землю, - *заземлювача*. Останнім часом нерідко застосовують грозозахисний трос з вбудованим волоконно-оптичним кабелем. Таке рішення дозволяє скоротити витрати на прокладання і обслуговування лінії порівняно з підземними кабельними лініями.

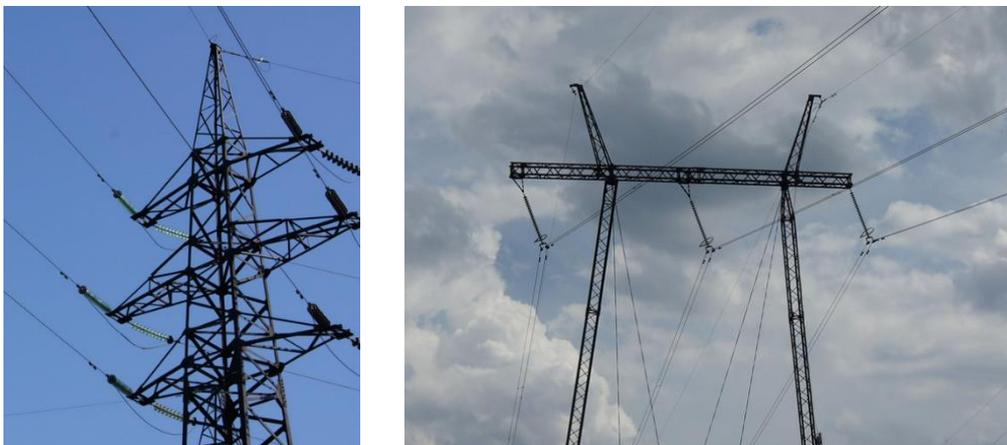


Рис. 3.12. Один і два грозотроси над проводами ЛЕП

### 3.3. Проводи повітряних ліній

Провід призначений для передачі електроенергії. Разом з хорошою електропровідністю (якомога меншим електричним опором), достатньою механічною міцністю і стійкістю проти корозії він повинен відповідати умовам економічності. З цією метою застосовують проводи з найбільш дешевих металів – алюмінію, сталі, спеціальних сплавів алюмінію. Хоча мідь має найбільшу провідність, мідні проводи через значну вартість не використовуються на високовольтних лініях. Їх використання допускається в контактних мережах, у мережах гірничих підприємств.

На повітряних лініях застосовуються переважно неізольовані (голі) проводи. За конструктивним виконанням вони можуть бути одно- і багатодротовими, порожнистими (рис. 3.13). Однодротові, переважно сталеві проводи, використовуються обмежено в низьковольтних мережах. Для додавання гнучкості й більшої механічної міцності проводи виготовляють багатодротовими з одного металу (алюмінію або сталі) і з двох металів (комбіновані) – алюмінію і сталі. Сталь у проводі збільшує механічну міцність.

Виходячи з умов механічної міцності, алюмінієві проводи марок А і АКП застосовують на ПЛ напругою до 35 кВ. Повітряні лінії 6-35 кВ можуть також виконуватися сталеві алюмінієвими проводами, а вище 35 кВ лінії монтується виключно сталеві алюмінієвими проводами.

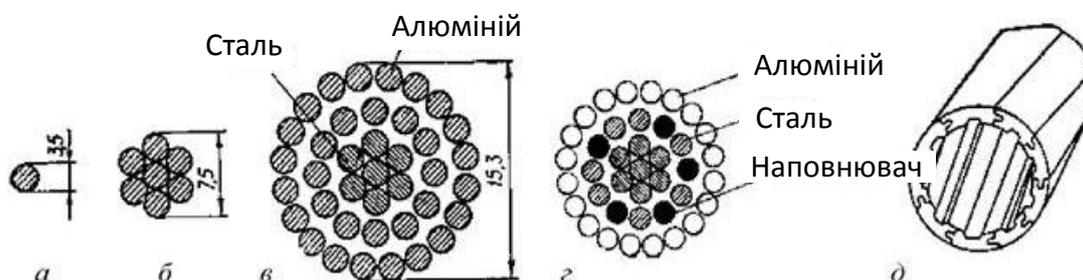


Рис. 3.13. Конструкції неізольованих проводів ВЛ:  
*a* – однодротовий; *б* – багатодротовий; *в* – сталеві алюмінієвий;  
*г* – багатодротовий з наповнювачем; *д* – порожнистий

### 3.4. Фізичні характеристики ЛЕП

Кожна лінія електропередач фактично є металевим провідником з розподіленими параметрами, а саме:

- імпедансу, що складається з активної та реактивної складової;
- поперечної провідності.

Достатнім зображенням лінії є врахування одиничних параметрів, розподілених по всій довжині лінії. Однак практично для рівнів напруги до 330 кВ і довжини до 300 км достатнім є використання П-подібної схеми заміщення з нерозподіленими параметрами (рис. 3.14).

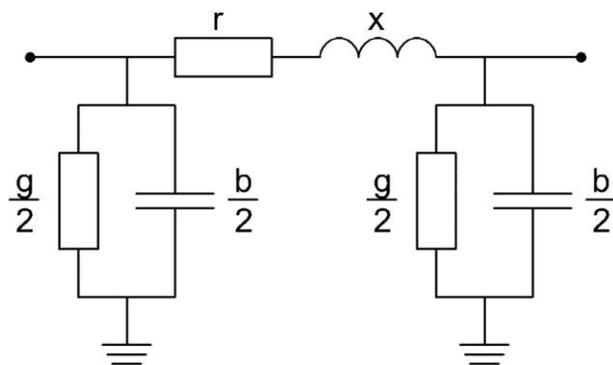


Рис. 3.14. П-подібна схема заміщення ЛЕП

Зміст фізичних параметрів схеми заміщення ЛЕП: *активний опір* — параметр описує опір металевих провідників, з якого виконана лінія; *реактивний опір* — величина, що виникає під дією е.р.с. самоіндукції та е.р.с. взаємоіндукції (має індуктивний характер) і залежить від розташування фаз (прямо пропорційно), радіуса проводів (обернено пропорційно), матеріалу; *активна провідність* — величина, що обумовлюється втратами активної енергії через недосконалість ізоляції та на коронний розряд; *ємнісна провідність* — величина, що виникає як ємність між фазами та між фазою і землею, не враховується у ПЛ 35 кВ та нижче. Особливі уваги потребують сталеві проводи, у яких реактивний опір змінюється залежно від струму, що протікає по них [7,16] (Додаток 2).

## 4. Схеми з'єднань тягових підстанцій, контактних мереж і контактних підвісок суміжних мереж

### 4.1. Схеми приєднання тягових підстанцій до ліній електропередач

Тягова підстанція (ТП) – електрична підстанція, призначена в основному для живлення транспортних засобів на електричній тязі через контактну мережу. Від ТП отримують живлення інші залізничні нетягові споживачі, а також деякі районні незалізничні споживачі.

Тягові підстанції є одними з найважливіших пристроїв системи тягового електропостачання [2,3,5,6]. Їх живлення здійснюється від системи зовнішнього електропостачання, а споживачем перетвореної електроенергії є електрорухомий склад залізниць. Застосовуються також тягові підстанції для живлення міського електричного транспорту і електропоїздів метрополітену.

Тягові підстанції прийнято класифікувати за рядом ознак (рис. 4.1).

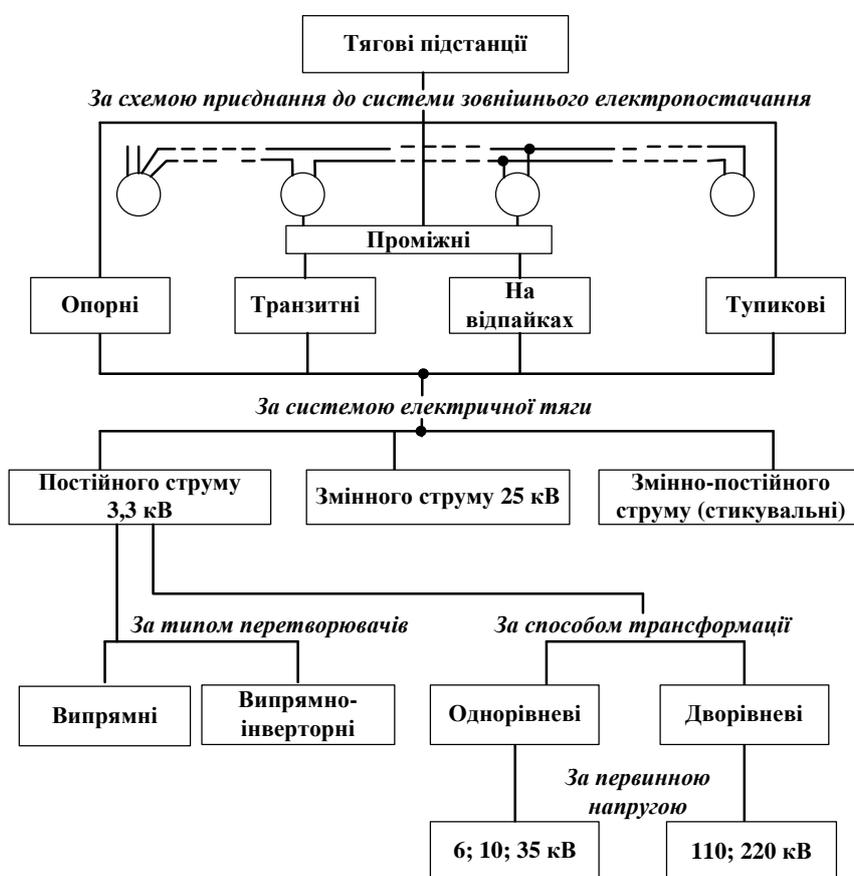


Рис. 4.1. Класифікація тягових підстанцій

Крім того, наведена класифікація тягових підстанцій може бути доповнена поділом підстанцій і за рядом інших ознак: за способом управління (телекеровані і нетелекеровані); за способом обслуговування (з постійним черговим персоналом, з чергуванням на дому, без чергового персоналу); за можливістю переміщення (стаціонарні і пересувні).

При побудові схеми живлення тягових підстанцій від ЛЕП враховують, що тягова підстанція може бути опорною або проміжною. Остання може бути або на відпайках, або транзитною, включеною в розтин ЛЕП. Кількість проміжних підстанцій між двома опорними визначається вимогою забезпечення необхідної надійності їх роботи.

*Опорна ТП* отримує живлення від зовнішньої системи електропостачання по трьох і більше лініях електропередачі напругою 110 або 220 кВ.

*Проміжна транзитна ТП* отримує живлення по одній лінії електропередачі, у розтин якої вона включена, від двох опорних або від районних підстанцій.

*Проміжна на відпайках ТП* отримує живлення по двох лініях (або колах ЛЕП) напругою 110 або 220 кВ, до яких вона приєднана відпайками.

*Тупикова ТП* отримує живлення по двох радіальних лініях від іншої тягової або районної підстанції.

При двосторонньому живленні підстанцій по одноланцюговій ЛЕП кількість проміжних підстанцій, що включаються в розтин ЛЕП між опорними підстанціями, як правило, не повинна бути більше трьох (рис. 4.2).

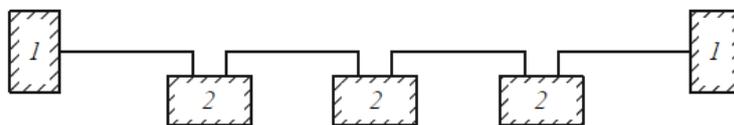


Рис. 4.2. Схема живлення тягових підстанцій по одноланцюговій ЛЕП: 1 – опорна підстанція; 2 – транзитна підстанція

Від дволанцюгової ЛЕП на ділянці між двома опорними тяговими підстанціями рекомендується забезпечувати живлення не більше 5 проміжних підстанцій (рис. 4.3).

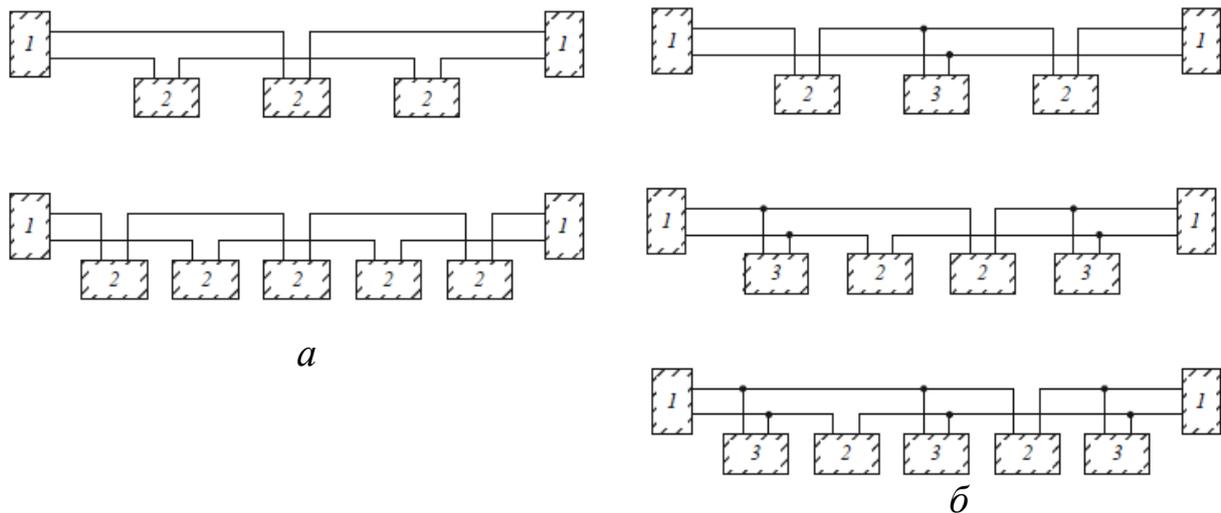


Рис. 4.3. Схеми живлення тягових підстанцій по дволанцюговій ЛЕП на загальних опорах (а) і двох одноланцюгових ЛЕП (б):  
 1 – опорна підстанція; 2 – транзитна підстанція;  
 3 – підстанція на відпайках

При живленні тягових підстанцій від двох одноланцюгових ЛЕП допускається частину проміжних підстанцій приєднувати до ЛЕП на відпайках. На відпайках і транзитні підстанції між двома опорними повинні чергуватися так, щоб при будь-якому пошкодженні на ЛЕП (навіть вихід з ладу двох кіл лінії) відключалося не більше однієї підстанції. Рекомендована кількість проміжних підстанцій для цього випадку така сама, як і в разі живлення від дволанцюгової. Схеми живлення для різної кількості проміжних підстанцій між двома опорними наведені на рис. 4.3, б.

Сукупність підстанцій різного типу утворює електроенергетичну мережу, наприклад таку, як показано на рис. 4.4.

Якщо всі тягові підстанції прийняти за 100 %, то приблизне *процентне співвідношення різних типів ТП* буде таким: опорних – 20 %, транзитних – 60 %, на відпайках – 15 % і тупикових – 5 %.

#### 4.2. Схеми живлення контактної мережі

Існують різні схеми живлення контактної мережі. Вибрати схему живлення контактної мережі - це означає:

1. Вирішити завдання з вибору роздільної або паралельної роботи тягових підстанцій на ділянці контактної мережі.

2. Визначити кількість поперечних з'єднань між контактними підвісками суміжних колій на зоні між двома сусідніми тяговими підстанціями на двоколійних і багатоколійних ділянках.

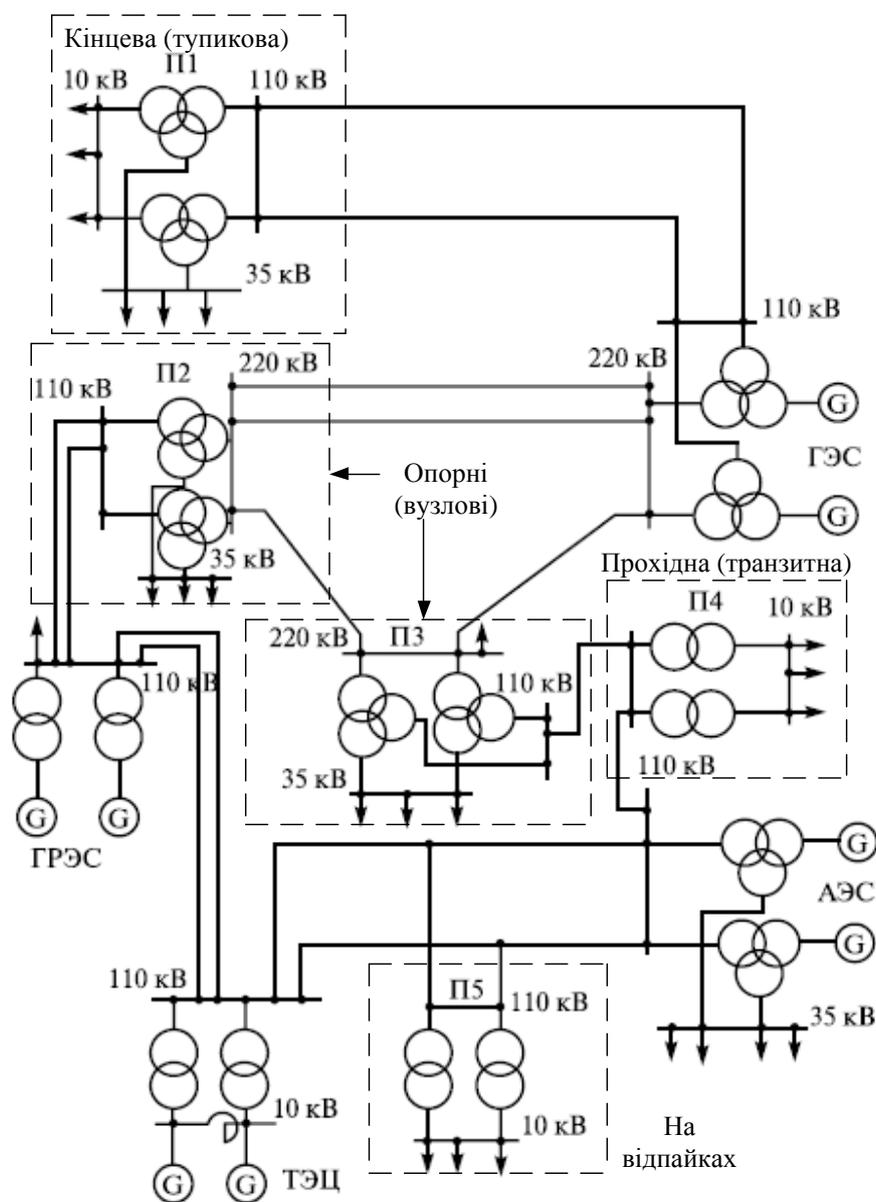


Рис. 4.4. Принципова схема електроенергетичної системи

З точки зору спільної роботи тягових підстанцій на контактну мережу розрізняють схеми *одностороннього* і *двостороннього* живлення (рис. 4.5).

Під схемою *одностороннього* живлення розуміють схему, при якій певна ділянка контактної мережі отримує живлення тільки від однієї підстанції (з одного боку). При схемі одностороннього живлення проводи контактної мережі, як

правило, приблизно в середині ділянки, між тяговими підстанціями, поділяють на дві секції. Кожна секція живиться від однієї підстанції через свою живильну лінію – фідер.

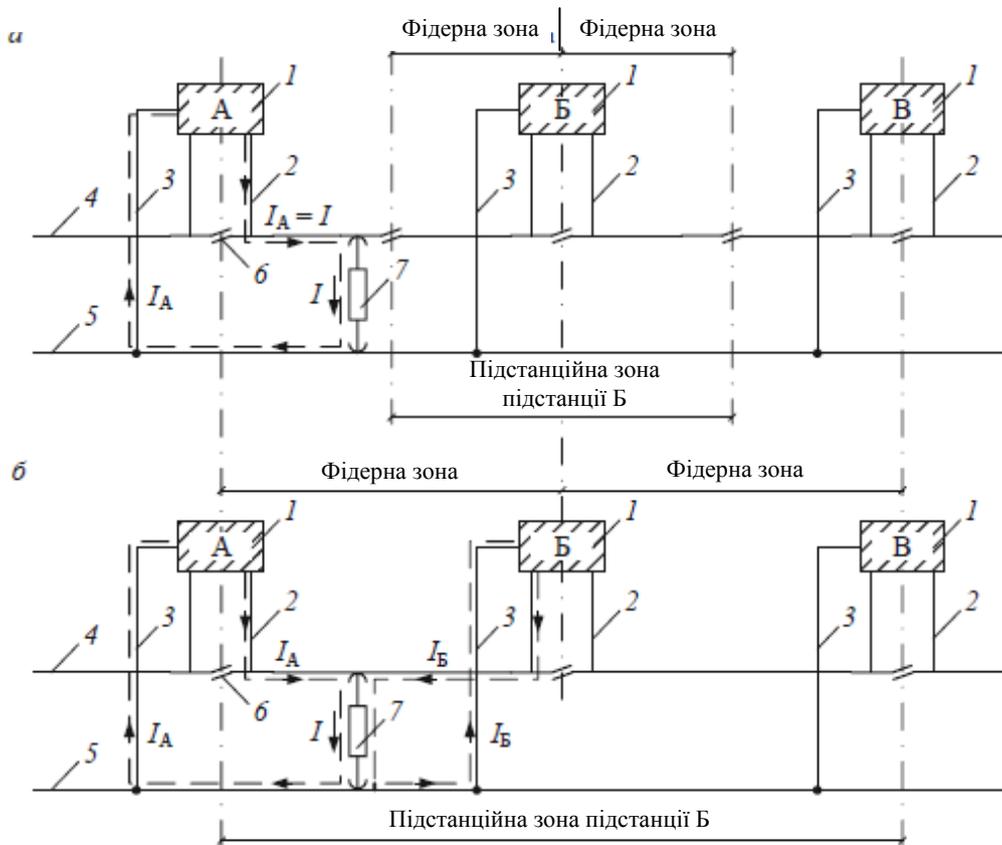


Рис. 4.5. Схеми живлення контактної мережі:

а – одностороннє; б – двостороннє; 1 – тягова підстанція; 2 – живильна лінія тягової підстанції; 3 – відсмоктувальна лінія тягової підстанції; 4 – контактна мережа; 5 – рейки; 6 – секціонуєчий пристрій; 7 – ЕРС

При схемі двостороннього живлення певна ділянка контактної мережі, як правило, отримує живлення від двох тягових підстанцій (з двох боків). При схемі двостороннього живлення навантаження електровоза  $I$  розподіляється між підстанціями, тобто  $I = I_A + I_B$ .

Частина ділянки контактної мережі, у межах якої електровоз отримує живлення від одного фідера (рис. 4.5, а) або від одних і тих самих фідерів (рис. 4.5, б), називається *фідерною зоною*. Часто фідерну зону при двосторонньому живленні контактної мережі називають *міжпідстанційною зоною*. Частина ділянки контактної

мережі, яка отримує живлення від розглянутої підстанції, незалежно від того, чи живлять цю частину ділянки інші підстанції, називається *підстанційною зоною даної підстанції*.

*Переваги схеми двостороннього живлення:*

- більш рівномірне завантаження тягових підстанцій і контактної мережі в часі, що зменшує нагрів проводів контактної підвіски і обладнання підстанцій;

- менші струми в контактній мережі, що призводить до зниження втрат напруги і потужності;

- висока надійність забезпечення живлення тягових навантажень (у разі виходу з роботи однієї з тягових підстанцій живлення може тимчасово здійснюватися від іншої тягової підстанції);

- зниження впливу на лінії зв'язку і на електрокорозію підземних металевих споруд, оскільки струми в контактній мережі і рейках менші, ніж при односторонньому живленні.

На залізницях України застосовують схему двостороннього живлення контактної мережі. Схему одностороннього живлення використовують як виняток і зазвичай на кінцевих ділянках або невеликих відгалуженнях від основних магістралей.

### **4.3. Схеми з'єднання контактних підвісок суміжних шляхів**

З точки зору сумісної роботи контактних підвісок суміжних колій на двоколійних і багатоколійних ділянках розрізняють такі схеми їх з'єднання (схеми живлення): роздільну, вузлову і паралельну.

При *роздільній* схемі контактні підвіски суміжних колій працюють незалежно одна від одної, окремо (рис. 4.6, а).

При *вузловій* схемі приблизно в середній частині фідерної зони між контактними підвісками з'являється загальна точка (вузол), виконана за допомогою спеціального пристрою, який носить назву *пост секціонування* (ПСК) (рис. 4.6, б).

При *паралельній* схемі живлення з'являються додаткові перемички, які називаються *пунктами паралельного з'єднання* (ППЗ) (рис. 4.6, в). Їх кількість може бути різною – від 1 до 6, але

частіше на фідерній зоні встановлюють 2 ППЗ. При установленні ППЗ відбувається запаралелювання контактних підвісок шляхів.

Яка частина струму локомотива  $I$  протікає на ділянці між тяговою підстанцією і локомотивом при різних схемах живлення контактної мережі, при розташуванні ПСК в середній точці фідерної зони, а ППЗ на відстані довжиною  $l$  від тягової підстанції, показано на рис. 4.6.

Неважко побачити, що при переході від роздільної схеми до вузлової, а потім до паралельної відбувається послідовне зменшення струму, що протікає на даній ділянці. Це відбувається за рахунок того, що при вузловій і паралельній схемах живлення навантаження  $I$  відбувається не з двох боків, а з чотирьох (напрямок протікання струму на окремих ділянках фідерної зони показано стрілками). Поперечні з'єднання між контактними підвісками суміжних колій призводять до більш рівномірного їх завантаження, зменшуючи тим самим втрати напруги до струмоприймачів електровозів, втрати потужності в контактній мережі, перетини контактних підвісок. Крім того, поліпшуються умови рекуперації енергії (збільшуються струм і енергія рекуперації).

Розрізняють ще схему *повного паралельного з'єднання*, коли ППЗ встановлюють у безпосередній близькості від тягових підстанцій (рис. 4.6, *г*), а в окремих випадках і біля поста секціонування. Ці ППЗ не впливають на величину втрат потужності в контактній мережі, а встановлюються з метою

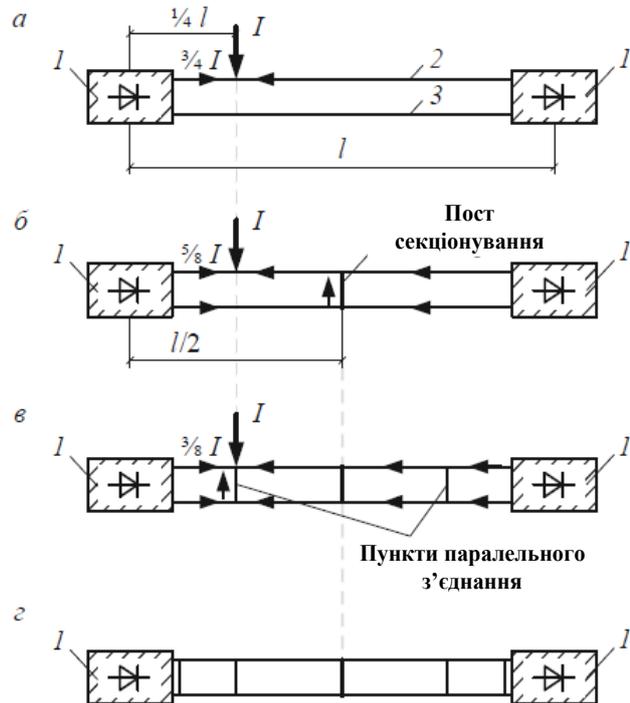


Рис. 4.6. Схеми живлення контактної мережі двоколійної ділянки:

*а* – роздільна; *б* – вузлова; *в* – паралельна; *г* – повне паралельне з'єднання; 1 – тягова підстанція; 2 – контактна підвіска першого шляху; 3 – контактна підвіска другого шляху

забезпечення перерозподілу навантажень між вимикачами фідерів, що стабілізує роботу захисту від струмів короткого замикання в тяговій мережі і підвищує її пропускну спроможність по максимальних навантаженнях.

Зовнішній вигляд сучасних комплектних ПСК і ППЗ показано на рис. 4.7.



Рис. 4.7. Фото комплектно-блочних постів секціонування 3,3 кВ і 27,5 кВ та пункту паралельного з'єднання

#### 4.4. Стикування ділянок з різними системами струму

При різних системах струму – постійному і змінному (рис. 4.8) – на суміжних ділянках електрифікованих залізниць виникає проблема, пов'язана з проходженням поїздів з однієї ділянки на іншу.

Можливі два способи стикування електрифікованих ділянок з різними системами струму: або за допомогою *станцій стикування*, що передбачають облаштування на них спеціальних пунктів з перемиканням живлення окремих секцій контактної мережі, або з використанням *багатосистемного рухомого складу*.

Основними елементами станції стикування є *пункти групування* та *перемикальні секції* контактної мережі [2]. Спрощена принципова схема живлення і секціонування контактної мережі станції стикування наведена на рис. 4.9.

На станції стикування розрізняють три види секцій контактної мережі: постійного струму, змінного струму і перемикальної. На останню подається або постійна, або змінна напруга залежно від того, який електрорухомий склад перебуває на даній секції контактної мережі.

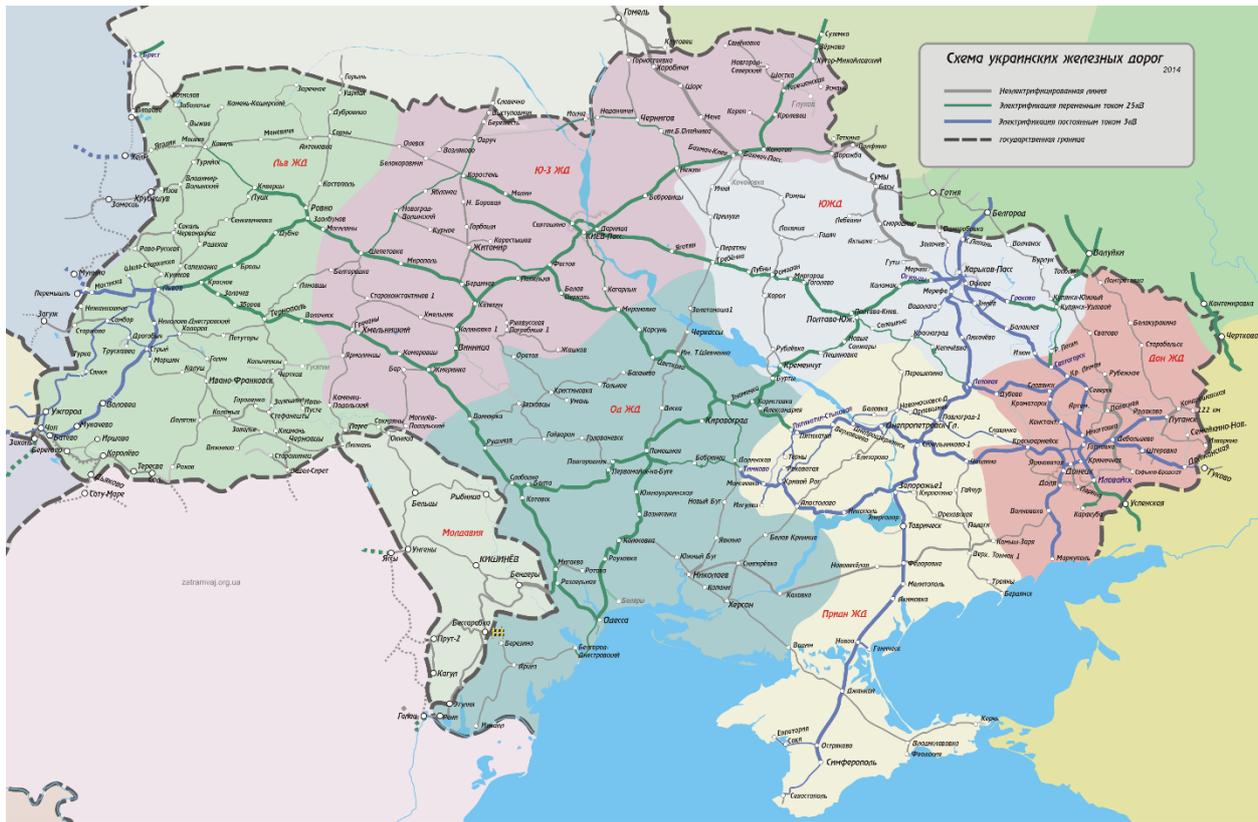


Рис. 4.8. Карта залізниць України за видом струму: синій колір – постійний струм; зелений колір – змінний струм

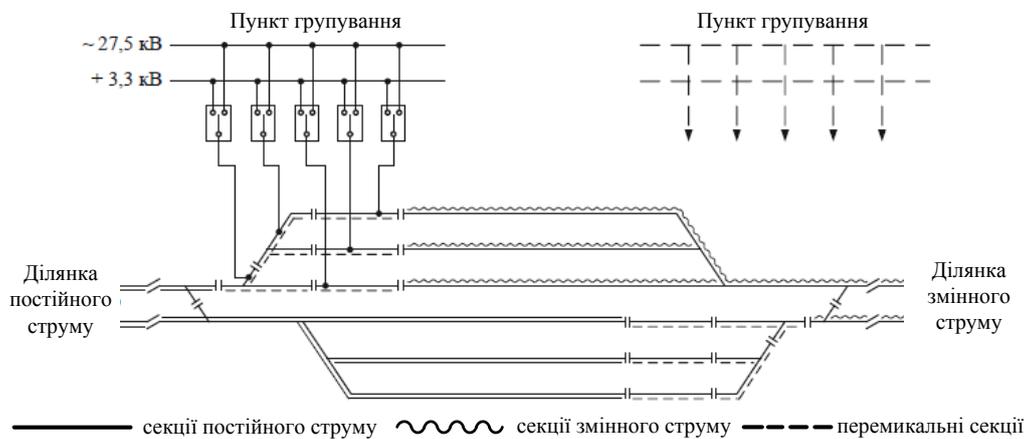


Рис. 4.9. Спрощена принципова схема живлення і секціонування контактної мережі станції стикування

*Пункти групування* служать для подачі постійної або змінної напруги на секції контактної мережі, що перемикаються. Вони являють собою групу перемикачів і систему з двох шин: постійної напруги 3,3 кВ та змінної 27,5 кВ.

Положення перемикачів модульного типу з вакуумними камерами (час перемикання не більше 3 с) визначається видом напруги, яку слід подати на ту чи іншу перемикальну секцію контактної мережі.

Сьогодні в Україні налічується 9 станцій стикування.

Приклад зовнішнього вигляду станції стикування наведено на рис. 4.10.



Рис. 4.10. Фото станції стикування та пункту групування

Станції стикування дорогі і складні в експлуатації, тому доцільніше використовувати електровози та електропоїзди *подвійного живлення*. У західній Європі використовуються чотирисистемні електровози (на 1,5 і 3 кВ постійної напруги, 25 кВ при частоті 50 Гц, 15 кВ при частоті  $16^{2/3}$  Гц), три- і двосистемні, у Японії – три- і двосистемні.

На вітчизняних залізницях застосовуються двосистемні електровози (електровози подвійного живлення), наприклад ВЛ82, а також сучасний електрорухомий склад з асинхронним тяговим приводом (EJ 675, HRCS2, EKp1), що працюють при постійній напрузі 3 кВ і змінній напрузі 25 кВ. Застосування рухомого складу багатосистемного живлення вважається доцільним у пасажирському русі, де особливо важлива швидкість доставки (при заміні електровоза поїзда на станції стикування втрата часу складає близько 40 хв).

## 5. Особливості схем приєднання змінного струму\*

### 5.1. Схема живлення тягової мережі «зірка-трикутник»

На вітчизняних електрифікованих залізницях змінного струму найбільше розповсюдження отримала схема живлення тягової мережі від трифазного трансформатора зі схемою з'єднання обмоток «зірка-трикутник-одинадцять») [3,5,6,7,16] (Додаток 3).

Трансформатори, які встановлюються для живлення тягових навантажень, як правило, трифазні триобмоткові зі схемою з'єднання обмоток  $Y/Y/\Delta-0-11$  або  $Y/\Delta/\Delta-11-11$ , що означає:

- 1) первинна обмотка високої напруги 110 (220) кВ з'єднана в зірку;
- 2) одна з обмоток нижчої напруги призначена для живлення нетягового навантаження і з'єднується або в зірку при напрузі 35 кВ, або в трикутник при напрузі 10 (6) кВ;
- 3) обмотка для живлення тягового навантаження напругою 27,5 кВ завжди з'єднана в трикутник. Для випадку одиночної тягової підстанції її схема приєднання до зовнішньої і тягової мереж наведена на рис. 5.1.

На розглянутій підстанції виводи первинної обмотки трансформатора приєднуються до фаз ЛЕП, струми лівого і правого плечей живлення тягової підстанції позначені відповідно як  $I_L$  і  $I_P$ , струм у відсмоктувальній лінії -  $I_P$ . Трикутник на вторинній обмотці утворений з'єднанням першої фази  $a$  з кінцем другої  $u$ , початок другої  $b$  з кінцем третьої  $z$  і початок третьої  $c$  з кінцем першої  $x$ .

Кут зсуву фаз між лінійними однойменними напругами визначає так звану *групу з'єднання обмоток*. Цей кут записується у відповідності з розміщенням стрілок годинникового циферблата (рис. 5.2). На ньому хвилинна стрілка виставлена на цифрі 12(0) – вона відіграє роль вектора напруги первинної обмотки, положення годинникової стрілки вказує на напрямок зсуву між напругами  $U_1$  і  $U_2$ .

---

\*Для кращого розуміння основ теорії змінного струму можна скористатися дод. 1.

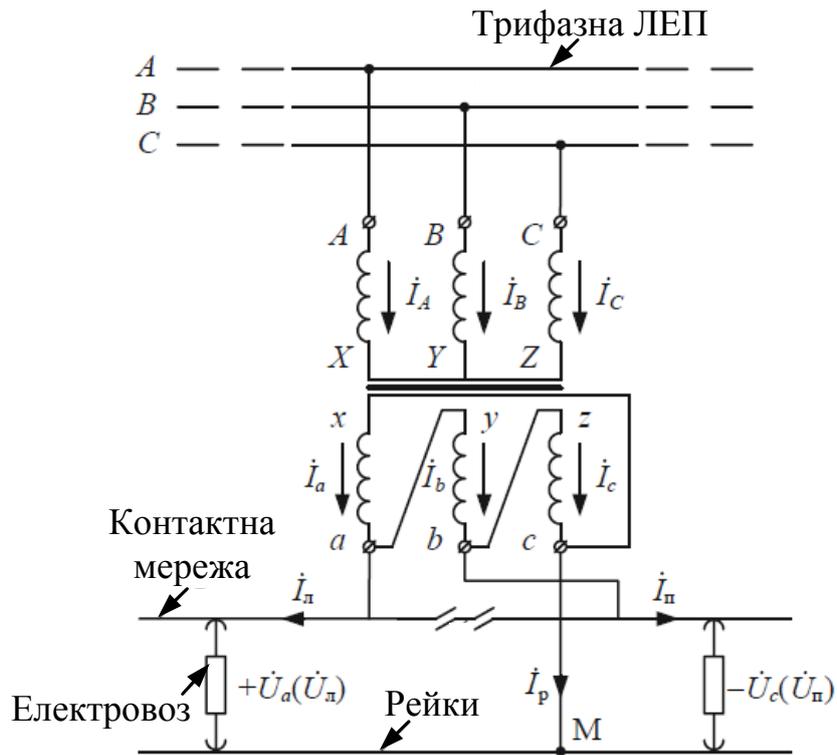


Рис. 5.1. Схема живлення тягової мережі однофазного струму за допомогою трифазного трансформатора зі схемою з'єднання  $Y/\Delta-11$  (обмотка для живлення нетягового навантаження не зображена)

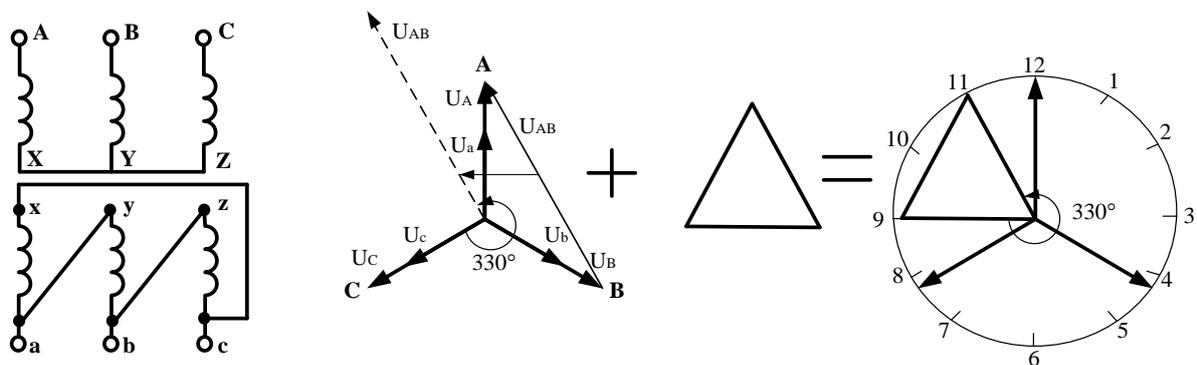


Рис. 5.2. До пояснення групи з'єднання обмоток

Напруги між проводами лінії або лінійними проводами  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ , які йдуть від джерела до приймача, називаються *лінійними напругами*. Напруги між початком і кінцем фази або початком і кінцем навантаження називаються *фазними напругами* (рис. 5.3).

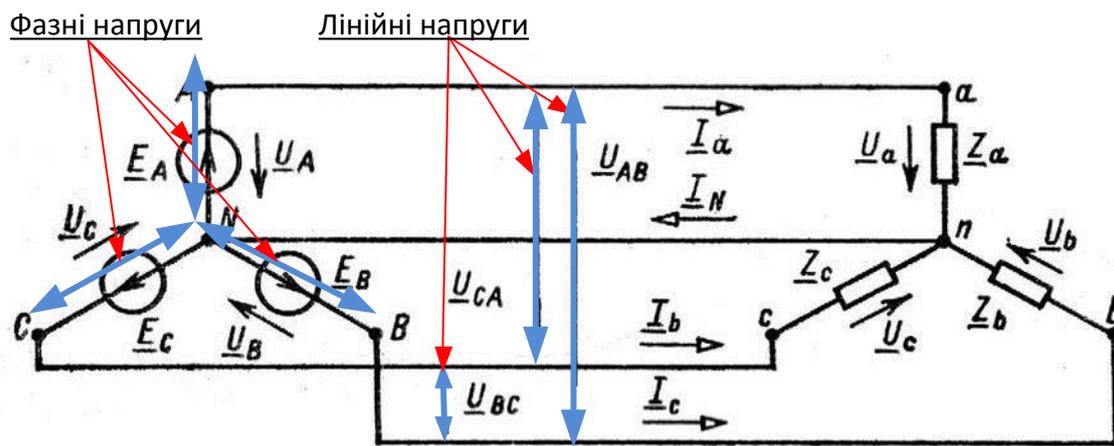


Рис. 5.3. Лінійні та фазні напруги

При розгляді роботи тягової підстанції змінного струму з трифазними трансформаторами необхідно враховувати такі характерні особливості:

1) на тягових підстанціях змінного струму до рейок на стороні 27,5 кВ завжди приєднується початок обмотки фази  $c$ , а не фаза  $a$ . Це не одне і те саме, оскільки від трифазного трансформатора живляться не три, а тільки два однофазних навантаження (у даному випадку електровози, що знаходяться ліворуч і праворуч від тягової підстанції);

2) на тягову мережу подаються напруги тільки двох фаз трансформатора: для тягової підстанції це напруга фази  $a$  (на напругу лівого плеча живлення  $U_L$ ) і фази  $c$  (напруга правого плеча живлення  $U_P$ ). Напруга третьої фази (для даної підстанції це фаза  $b$ ) прикладена по кінцях нейтральної вставки;

3) від трифазного трансформатора живляться два однофазних навантаження, на тягову мережу подається напруга тільки двох фаз. Тому завантаження фаз трансформатора і відповідно ЛЕП (від цієї підстанції) є несиметричним. Струми в усіх трьох фазах, як правило, різні, але одна з фаз виявляється явно недовантаженою. Такою фазою є та, напруга якої на тягову мережу не подається, для даної підстанції це фаза  $b$ . Для усунення цього ефекту тягові підстанції чергують при підключенні до ЛЕП.

Зовнішній вигляд тягового трансформатора ТДТН-40000/110 з виводами обмоток показано на рис. 5.4.



Рис. 5.4. Трансформатор ТДТН-40000/110 зі знятим колоколом

Струми плечей живлення тягової підстанції визначають величину струму її відсмоктувальної лінії  $I_P$ . На підставі першого закону Кірхгофа для точки  $M$  (див. рис. 5.1) можна записати, що  $I_P = - (I_L + I_{II})$ .

*Векторна діаграма напруг і струмів для сторони 27,5 кВ трифазного трансформатора наведена на рис. 5.5. На діаграмі наведені вектори фазних (лінійних) напруг тягової обмотки трансформатора і струмів плечей живлення відносно відповідних векторів напруг. Положення векторів струму  $I_L$  і  $I_{II}$  визначається активно-індуктивним характером тягового навантаження і величиною кутів  $\varphi_L$  і  $\varphi_{II}$ . Значення даних кутів у робочому режимі складають 30-45°, у середньому приймаються рівними 37°.*

Для побудови вектора струму відсмоктувальної лінії  $I_P$  використовуємо вищенаведений вираз для даного струму. Для оцінки модуля цього струму, який, як правило, становить інтерес при проектуванні та експлуатації, може бути використаний простий вираз, що отримується на основі теореми косинусів при розгляді тупокутного трикутника зі сторонами, рівними  $I_L$  і  $I_{II}$ .

При однакових значеннях кутів  $\varphi_L$  і  $\varphi_{II}$  маємо

$$I_p^2 = I_L^2 + I_{II}^2 - 2I_L I_{II} \cos 120^\circ, \quad (5.1)$$

звідси

$$I_p = \sqrt{I_L^2 + I_{II}^2 + I_L I_{II}}. \quad (5.2)$$

Кут між векторами напруг плечей живлення  $\theta$  для тягової підстанції з трифазним трансформатором дорівнює  $60^\circ$ .

Розглянемо характер розподілу струмів плечей живлення тягової підстанції між фазами трансформатора, який визначає потужність трансформаторів, що встановлюються на підстанції, а також режим напруги на її плечах. З цією метою побудуємо векторну діаграму напруг для тягової обмотки, поєднавши її з умовною схемою живлення навантажень плечей живлення підстанції (рис. 5.6).

Для схеми з'єднання обмоток  $Y/\Delta$  (або  $Y/Y/\Delta$ ) кожен фазу трансформатора і при несиметричному навантаженні можна розглядати незалежно від інших. Тому розподіл навантажень на вторинній стороні між фазами трансформатора визначається тільки співвідношенням опорів обмоток. Покажемо, як розподіляється струм лівого плеча живлення підстанції між фазами тягової обмотки трансформатора. Напрямок протікання струму в контурі лівого плеча живлення (контактна мережа,

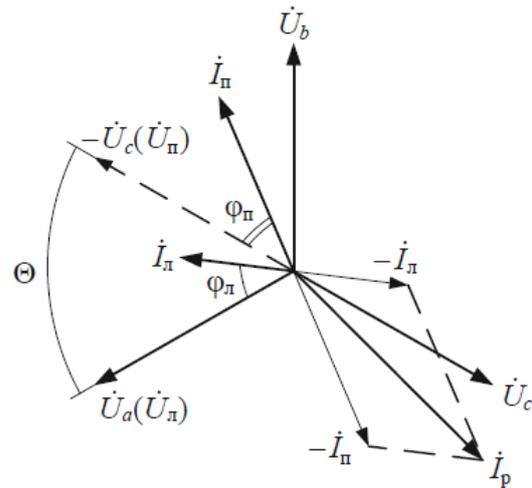


Рис. 5.5. Векторна діаграма напруг і струмів для сторони 27,5 кВ трифазного тягового трансформатора

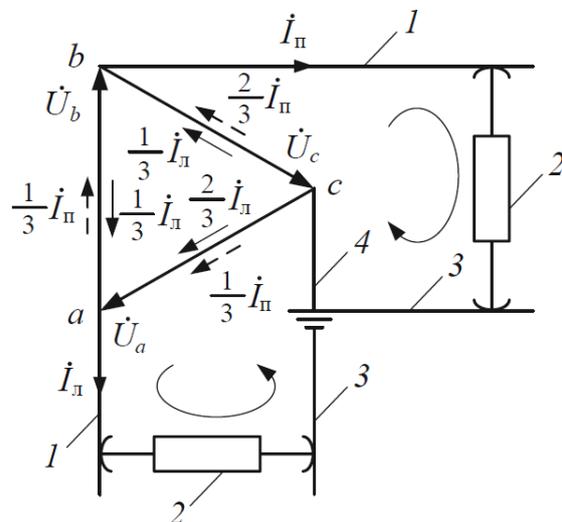


Рис. 5.6. Розподіл струмів плечей живлення підстанції між фазами трансформатора:

- 1 – контактна мережа;
- 2 – електровоз; 3 – рейки;
- 4 – відсмоктувальна лінія

електровоз, рейки, відсмоктувальна лінія підстанції, обмотки трансформатора) виділено стрілкою.

Неважко побачити, що струм  $i_L$  в точці  $c$  розподіляється між двома гілками:  $ca$  і  $cba$ . Опір першої з них у 2 рази менший, оскільки опори обмоток всіх трьох фаз однакові. З цього випливає, що розподіл струму  $i_L$  між зазначеними гілками відбуватиметься в співвідношенні 2:1, тобто  $\frac{2}{3}$  струму  $i_L$  припадає на гілку  $ca$  і  $\frac{1}{3}$  на гілку  $cba$ . Результируючий струм обмотки кожної фази у векторній формі запису можна знайти, підсумувавши всі струми, що припадають на ту чи іншу фазу. У кінцевому підсумку отримаємо такі вирази у векторній формі для струмів фаз, враховуючи відповідним знаком («+» або «-»), збігається чи ні напрямок вектору напруги тієї або іншої фази з напрямком струмів, що протікають по обмотці фази:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \frac{2}{3} \dot{I}_L + \frac{1}{3} \dot{I}_\Pi; \\ \dot{I}_b &= \frac{1}{3} \dot{I}_\Pi - \frac{1}{3} \dot{I}_L; \\ \dot{I}_c &= -\frac{2}{3} \dot{I}_\Pi - \frac{1}{3} \dot{I}_L. \end{aligned} \quad (5.3)$$

Дані вирази можна отримати і на основі рис. 5.1, застосовуючи перший закон Кірхгофа для виводів тягової обмотки  $a$  й  $b$ :

$$\begin{aligned} \dot{I}_L &= \dot{I}_a - \dot{I}_b; \\ \dot{I}_\Pi &= \dot{I}_b - \dot{I}_c. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Врахуємо також, що

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0. \quad (5.5)$$

Розв'язуючи систему рівнянь, що складається з виразів (5.4) і (5.5), відносно  $\dot{I}_a$ ,  $\dot{I}_b$  і  $\dot{I}_c$ , отримаємо вирази (5.3).

Вирази (5.3) є універсальними, тобто можуть бути застосовані для будь-якої тягової підстанції змінного струму при відомій схемі приєднання виводів первинної обмотки її трансформатора  $A, B, C$  до фаз ЛЕП, а вона може бути різною (див.

підрозд. 5.2), і виводів тягової обмотки  $a, b$  до контактної мережі. Для підстанцій, що підключаються до ЛЕП і до контактної мережі інакше, струми  $\dot{I}_L$  і  $\dot{I}_\Pi$  можуть помінятися місцями так само, як і символи фаз струмів у лівій частині виразів, які будуть визначатися вже не заводським маркуванням виводів, а символом фази ЛЕП, до якої відбувається фактичне приєднання.

Для визначення модулів струмів фаз тягової обмотки трансформатора (27,5 кВ), які, як правило, і становлять інтерес при проектуванні і експлуатації, побудуємо векторну діаграму напруг і струмів для тягової обмотки трансформатора, використовуючи вираз (5.3) і рис. 5.7.

На діаграмі наведені вектори напруг фаз тягової обмотки трансформатора, з'єднаної в трикутник  $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ , і вектори струмів плечей живлення  $\dot{I}_L$  і  $\dot{I}_\Pi$ , які відстають за фазою (кути  $\varphi_L$  і  $\varphi_\Pi$ ) від відповідних векторів напруги. На основі виразу (5.3) побудовані вектори струмів фаз  $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$ . Як і очікувалося, модуль струму фази  $b$  виявився найменшим, а кути між векторами напруги і струму для трьох фаз ( $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$ ) виявилися неоднаковими. Це означає, що коефіцієнти потужності по фазах трансформатора і ЛЕП будуть різними, що призводить до різних втрат і рівнів напруги на плечах живлення підстанції навіть при рівних струмах на плечах.

Для визначення модулів струмів  $\dot{I}_a, \dot{I}_b$  і  $\dot{I}_c$  розглядають тупокутний трикутник з відомими сторонами  $\frac{2}{3}\dot{I}_L$  і  $\frac{1}{3}\dot{I}_\Pi$ . На підставі теореми косинусів і при  $\varphi_L = \varphi_\Pi$

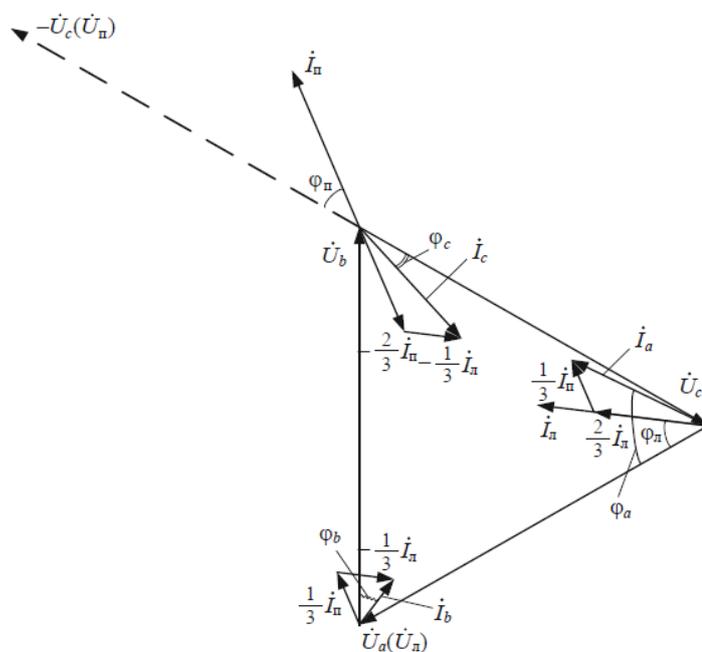


Рис. 5.7. Векторна діаграма для визначення модулів струмів фаз трансформатора

$$\begin{aligned}
I_a &= \frac{1}{3} \sqrt{4I_L^2 + I_{II}^2 + 2I_L I_{II}}; \\
I_b &= \frac{1}{3} \sqrt{I_L^2 + I_{II}^2 - I_L I_{II}}; \\
I_c &= \frac{1}{3} \sqrt{4I_{II}^2 + I_L^2 + 2I_L I_{II}}.
\end{aligned}
\tag{5.6}$$

## 5.2. З'єднання групи тягових підстанцій

При розгляді групи тягових підстанцій на ділянці виникають проблеми, пов'язані зі схемою приєднання їх трансформаторів до фаз ЛЕП. Якщо всі підстанції приєднувати до ЛЕП однаково, як, наприклад, приєднана до ЛЕП підстанція на рис. 5.1, то всі вони будуть недовантажувати одну і ту саму фазу ЛЕП (у розглянутому прикладі це фаза *B*). У результаті несиметрія струмів і обумовлена нею несиметрія напруг у ЛЕП будуть чималими, що неприпустимо за умовами роботи генераторів електростанцій, які живлять ЛЕП, і трифазних асинхронних двигунів. Тому на електрифікованих ділянках змінного струму застосовують спеціальну схему підключення групи тягових підстанцій до ЛЕП, яка носить назву схема «зустрічного» або «подвійного» гвинта (рис. 5.8). Її призначення - зменшити несиметрію струмів у фазах ЛЕП, що живлять електрифіковану ділянку, за рахунок чергування менш навантаженої фази ЛЕП від тягових підстанцій при переході від однієї підстанції до іншої.

Повний цикл даної схеми складається з шести підстанцій: на чотирьох підстанціях із шести (тп2-тп5) приєднання їх до ЛЕП здійснюється (частково або повністю), не у відповідності з заводським маркуванням виводів трансформаторів. Так, наприклад, на тп2 фаза *A* трансформатора приєднується до фази *B* ЛЕП, а фаза *B* - до фази *A* ЛЕП. Послідовність складання схеми «зустрічного» гвинта досить проста і зводиться до виконання таких етапів:

1) на всіх шести тягових підстанціях до рейок приєднується початок обмотки фази *c*;

2) приєднання тп1 до ЛЕП і тягової мережі здійснюється довільно чи відповідно до завдання. Нехай вона буде приєднана відповідно до рис. 5.1. Потім необхідно визначити, напруги яких фаз подаються на плечі живлення і яка фаза ЛЕП буде менш

навантаженою від тп1. На даній підстанції на плечі живлення подаються напруги  $+U_a$  і  $-U_c$ , а менш навантаженою фазою ЛЕП від неї є фаза  $B$ , що умовно позначена значком \*;

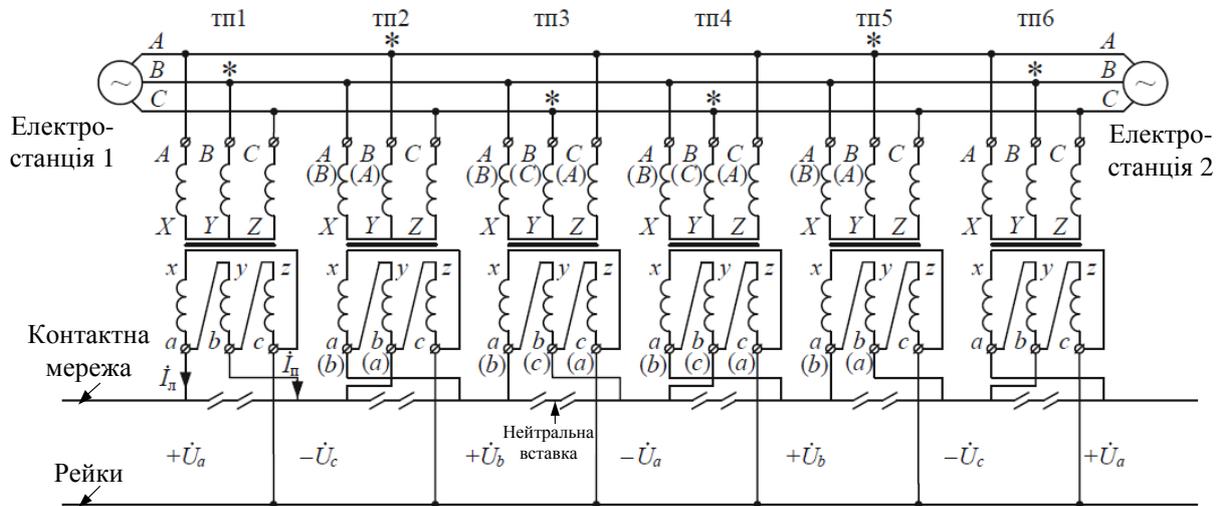


Рис. 5.8. Схема приєднання групи тягових підстанцій змінного струму з трифазними трансформаторами до ЛЕП і тягової мережі при двосторонньому живленні

3) приєднання тп2 до ЛЕП і тягової мережі повинно бути виконано з дотриманням двох умов: перша - менш навантажена фаза ЛЕП від тп2 повинна бути відмінною від аналогічної фази для тп1, і друга умова - для забезпечення двостороннього живлення контактної мережі між тп1 і тп2 (на першій міжпідстанційній зоні) на ліве плече живлення тп2 має бути подана така сама напруга (за символом  $A, B$  або  $C$  і знаком), як і на праве плече живлення тп1;

4) здійснюється приєднання до ЛЕП і до контактної мережі тп3 в тій самій послідовності, що і тп2. При визначенні, до якої фази ЛЕП треба підключити фазу  $B$  трансформатора (за заводським маркуванням) як менш завантажену, виходять з того, що вона повинна бути відмінна від аналогічної фази для тп1 і тп2. Такою фазою є фаза  $C$  ЛЕП. У процесі підключення тп3 відбувається перемаркування всіх трьох виводів трансформатора. Це означає, що група з'єднання обмоток трансформатора залишається колишньою  $Y/\Delta-11$ ;

5) проводиться підключення до ЛЕП інших тягових підстанцій ділянки: тп4 підключається так само, як тп3, тп5 – як



ціях для забезпечення тяги поїздів первинна обмотка одного з них підключається до двох будь-яких фаз ЛЕП, а первинна обмотка іншого своїм початком приєднується до середньої точки первинної обмотки першого трансформатора і кінцем до вільної фази ЛЕП. На вторинній тяговій стороні початок обмотки одного однофазного трансформатора з'єднується з кінцем обмотки іншого, отримана загальна точка підключається до рейок, а два залишених вільних виводи трансформаторів приєднуються до контактної мережі. Перевагами схеми Скотта є можливість регулювання напруги на висотному і базисному трансформаторах, а також менший ступінь несиметрії порівняно з іншими схемами.

В Україні схема Скотта не застосовується через необхідність переобладнання існуючої тягової системи електропостачання, складність виготовлення трансформаторів (ізоляція обмоток первинної напруги виконується на лінійну напругу, трансформатор за рахунок цього є спеціальним, а не типовим, це його здорожчує), а також неможливість живлення районних і нетягових споживачів (необхідно використовувати трифазну ЛЕП, яка дорожче ДПР, а також для живлення окремих трифазних споживачів необхідно встановлювати окремі трифазні трансформатори).

**Схема відкритого трикутника.** В останні роки в деяких зарубіжних країнах при електрифікації залізниць на змінному струмі використовується схема відкритого (або неповного) трикутника, як найбільш проста і зручна в експлуатації. Схемою відкритого трикутника називається така схема, у якій кінець обмотки однієї фази з'єднується з початком обмотки іншої, але при цьому відсутня одна з фаз (рис. 5.10). Така схема може виконуватися як за допомогою двох однофазних трансформаторів, так і за допомогою тристрижневого трансформатора з двома обмотками. Трансформатори за такою схемою легко резервуються, дозволяють забезпечувати пофазне регулювання напруги. Застосування схеми відкритого трикутника на тягових підстанціях має свої переваги та недоліки порівняно з використанням трифазних трансформаторів.

До переваг належать:

- 1) більш ефективне використання потужності трансформатора, оскільки трансформатор працює тільки на своє плече живлення. Трифазний трансформатор живить обидва плеча

підстанції, струми фаз трансформатора різні, одна з фаз явно недовантажена. Потужність же трифазного трансформатора розраховується за струмом найбільш навантаженої фази;

2) схема дозволяє незалежно регулювати рівень напруги окремо справа та зліва від підстанції. При трифазних трансформаторах напруга на будь-якому плечі живлення залежить від струмів обох плечей, регулювання напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації здійснюється одночасно по всіх трьох фазах трансформатора.

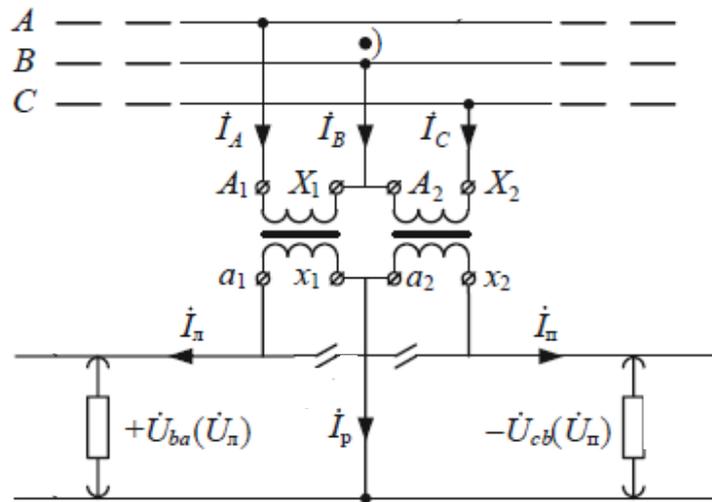


Рис. 5.10. Схема відкритого трикутника

*Недоліками є:*

1) необхідність установлення на кожній тяговій підстанції трьох однофазних трансформаторів, один з яких постійно знаходиться в резерві на випадок виходу з ладу одного з двох працюючих трансформаторів. При застосуванні трифазних трансформаторів їх, як правило, на підстанції встановлюється два. У випадку виходу з ладу одного з них навантаження тимчасово переходить на інший;

2) певні труднощі з забезпеченням живлення нетягового навантаження. Для його живлення встановлюється додатково трифазний трансформатор. На підстанціях з трифазним трансформатором для живлення нетягового навантаження використовується третя обмотка трансформатора;

3) схема відкритого трикутника складається з двох однакових однофазних трансформаторів і при будь-яких співвідношеннях струмів плечей створює несиметричну систему фазних струмів у ЛЕП. Найменша несиметрія струмів у ЛЕП спостерігається при однакових завантаженнях плечей живлення.

## 6. Випрямні пристрої

На основі силових напівпровідникових пристроїв – діодів, GTO-тиристорів, MOSFET (польових) та IGBT (біполярних) транзисторів – будуються статичні перетворювачі електроенергії (рис. 6.1) [8,9].

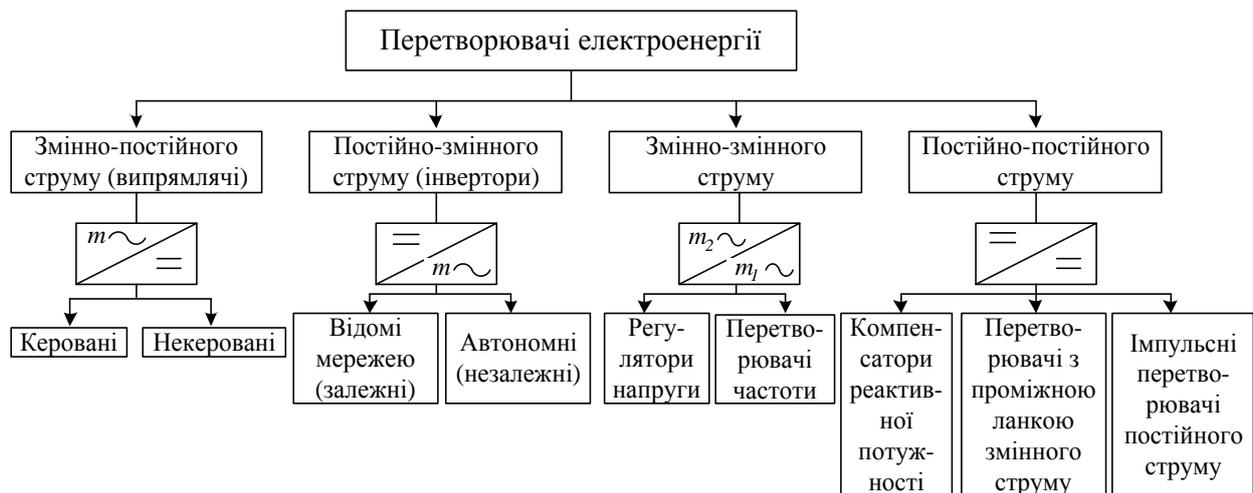


Рис. 6.1. Класифікація перетворювачів електроенергії

*Випрямляч* – пристрій, який перетворює змінну напругу в постійну напругу (випрямлену пульсуючу).

*Інвертор* – пристрій, який перетворює постійну напругу в змінну напругу.

*Конвертор* – пристрій, який перетворює постійну напругу одного рівня в постійну іншого рівня.

*Циклоконвертор* – перетворювач частоти з одним рівнем у частоту іншого рівня.

У системах електропостачання *постійного струму* основними статичними перетворювачами є випрямлячі, побудовані на основі силових діодів (рис. 6.2).

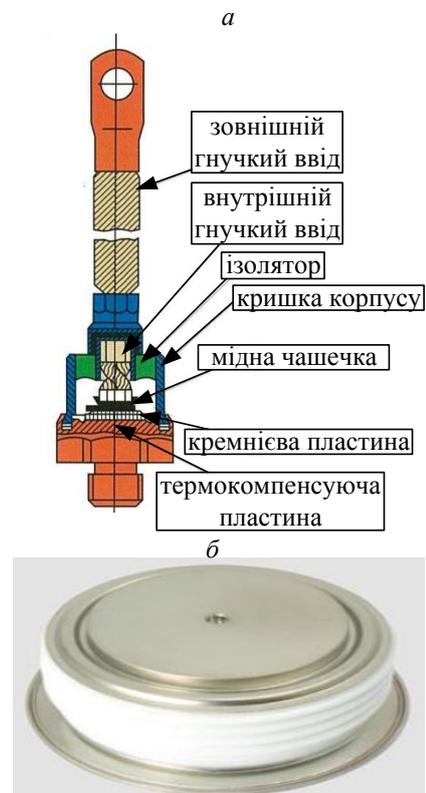


Рис. 6.2. Діод штирьовий (а) і таблетковий (б)

Випрямляч у загальному випадку являє собою агрегат, який складається з перетворювального трансформатора, випрямної схеми (установки), згладжувального фільтра, пристроїв управління, захисту і автоматичного регулювання. Додатковою функцією випрямляча може бути регулювання вихідної напруги або процес інвертування шляхом використання керованих напівпровідникових пристроїв – тиристорів або транзисторів. Класифікацію випрямлячів наведено на рис. 6.3.

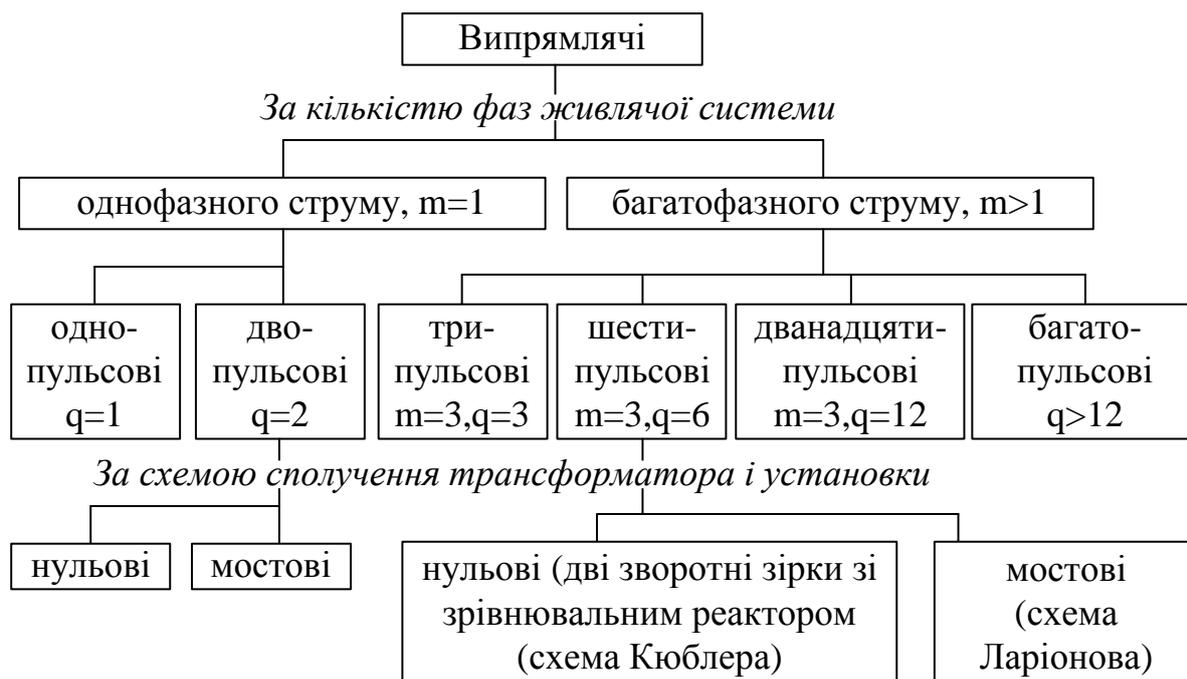


Рис. 6.3. Класифікація випрямлячів

Випрямлена напруга не ідеальна, вона має певну кількість *пульсацій* за період живильної напруги. Кількість пульсацій випрямленої напруги залежить від кількості фаз живильної мережі і від схеми з'єднання вторинних обмоток перетворювального трансформатора. Застосування знаходять трипульсові, шестипульсові і дванадцятипульсові випрямлячі.

Суттєвою ознакою в класифікації є структура зв'язків вторинної обмотки перетворювального трансформатора і схеми випрямлення, за якою розрізняють *нульові* і *мостові* схеми випрямлячів (рис. 6.4).

У *нульових* схемах навантаження вмикається між виведеною нульовою точкою вторинної обмотки трансформатора та

загальною катодною або анодною точкою напівпровідникових пристроїв. Нульові схеми ще називають *однотактними*, оскільки протягом одного періоду по вторинних обмотках струм протікає тільки один напівперіод.

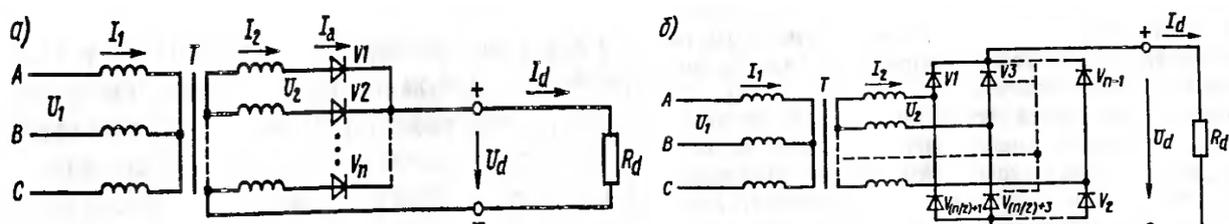


Рис. 6.4. Нульова (а) і мостова (б) схеми випрямлення

У *мостових* схемах навантаження вмикається між загальними точками анодної і катодної струмозбірних груп напівпровідникових пристроїв. Вторинна обмотка трансформатора не має виводу нульової точки, а напівпровідникові пристрої парами приєднуються до виводів фаз вторинної обмотки трансформатора: один – анодом, інший – катодом. Пари пристроїв об'єднуються у схему моста. Мостові схеми називають *двотактними*, оскільки в кожній фазі вторинної обмотки трансформатора струм проходить протягом кожного напівперіоду, тобто в кожному періоді обмотка навантажується у двох напрямках.

Серед розглянутих видів схем випрямлячів найбільшого застосування в системах тягового електропостачання набули:

- шестифазна нульова (схема Кюблера);
- трифазна мостова (схема Ларіонова);
- трифазна дванадцятипульсова двомостова схема.

Для того щоб зрозуміти принципи їх роботи (а вони у свою чергу складаються з декількох простих схем), необхідно спершу розглянути принципи роботи елементарних схем випрямлення однофазного струму. При цьому слід визначити основні загальноприйняті позначення:  $u_d$  і  $i_d$  – миттєві значення випрямленої напруги і струму,  $U_d$  і  $I_d$  – середні значення випрямленої напруги і струму,  $U_2$  – ефективне значення фазної напруги вторинної обмотки трансформатора.

## 6.1. Однофазні схеми випрямлення

Існують двопульсні (двонапівперіодні) нульова і мостова схеми однофазних випрямлячів (рис. 6.5).

При нульовій схемі випрямлення діоди  $VD1$  і  $VD2$  проводять струм по черзі, коли потенціал їх аноду позитивний відносно середньої (нульової) точки вторинної обмотки трансформатора  $T$ . Потенціал цієї точки приймається рівним нулю. Струм  $i_d$  замикається через навантаження  $R_d$  протягом обох напівперіодів, а вторинні обмотки проводять струм по черзі протягом одного напівперіоду. Середнє значення випрямленої напруги  $U_d = 0,9 u_2$ . Якість випрямленої напруги невисока.

При мостовій схемі випрямлення діоди  $VD1$  і  $VD3$  утворюють катодну, а діоди  $VD2$  і  $VD4$  – анодну групи пристроїв. До однієї діагоналі моста підключена вторинна обмотка трансформатора  $T$ , а інша є виводами позитивного і негативного полюсів випрямляча. Діоди проводять струм попарно:  $VD1$  і  $VD2$  – протягом позитивних, а  $VD3$  і  $VD4$  – протягом негативних напівперіодів живильної напруги. На відповідних інтервалах вони спільно з вторинною обмоткою і резистором навантаження  $R_d$  утворюють замкнене коло струму. У кожен момент часу струм проводить пара діодів: діод катодної групи з більш високим потенціалом на аноді і діод анодної групи з більш низьким потенціалом катода відносно потенціалів інших діодів відповідної групи. Середнє значення випрямленої напруги  $U_d = 0,9 u_2$ .

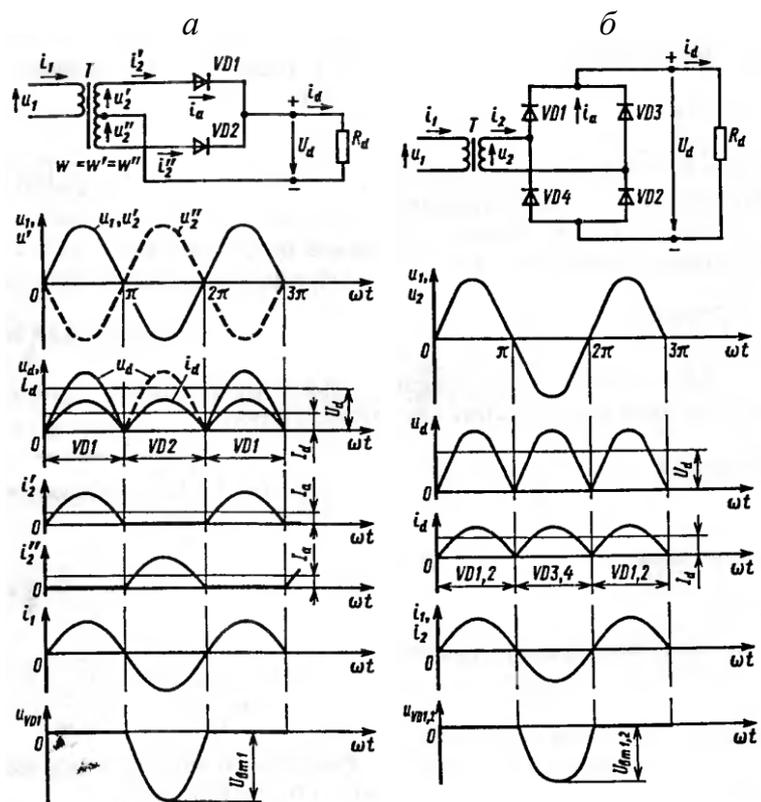


Рис. 6.5. Однофазні схеми випрямлення: а – нульова; б – мостова

## 6.2. Схеми випрямлячів трифазного струму

### 6.2.1. Нульові схеми

Принципи побудови і режими роботи трифазних випрямлячів аналогічні однофазним випрямлячам. Особливістю трифазних випрямлячів є значно менша змінна складова випрямленої напруги.

**Нульова трипульсова схема.** Схема складається з трифазного перетворювального трансформатора  $T$  з виведеною нульовою точкою вторинної обмотки, з'єднаної в зірку, і випрямної схеми на діодах  $VD1$ ,  $VD2$ ,  $VD3$ , аноди яких з'єднані з вторинними обмотками, а катоди об'єднані в загальну точку (рис. 6.6). Позитивний полюс випрямляча утворює загальну катодну точку, а негативний – нульову точку вторинної обмотки трансформатора.

У кожний момент часу струм навантаження  $i_d$  пропускає один діод, потенціал анода якого максимальний відносно нульової точки. Випрямлена напруга  $U_d$  формується напругами фази  $a$  (на інтервалі між точками 1-2), фази  $b$  (точки 2-3) і фази  $c$  (точки 3-4) і т. д.

Середнє значення випрямленої напруги  $U_d = 1,17 u_2$ .

Рівень використання трансформатора вище, ніж в однофазних нульових випрямлячах, але все ж таки достатньо низький через взаємозалежний процес – криві струмів містять постійну складову  $I_d/3$ , що створює вимушене підмагнічування трансформаторів, внаслідок чого з'являються вихрові струми, відбувається нагрівання і насичення магнітопроводу. Це призводить до збільшення розмірів і ускладнення конструкції трансформатора.

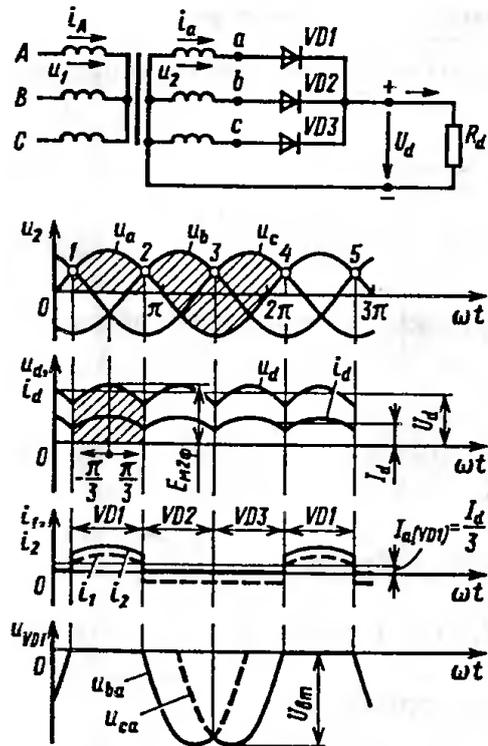


Рис. 6.6. Нульова трипульсова схема випрямлення

**Шестипульсові схеми.** Для більш кращої форми випрямленої напруги використовують схеми випрямлення, які формують *шість пультів за період*, а не три. Теоретично для цього треба з'єднати паралельно дві розглянуті трипульсові схеми. Випрямляч буде складатися з трифазного трансформатора з двома вторинними обмотками і шести діодів. Вторинні обмотки трансформатора утворюють дві трифазні системи, зсунуті за фазою на  $180^\circ$ , що досягається виведенням початку однієї і кінця другої вторинних обмоток у зірку (рис. 6.7). Одна з них, яка співпадає за фазою з первинною обмоткою називається прямою, а друга – зворотною зіркою трифазної системи. У результаті дві системи утворюють симетричну

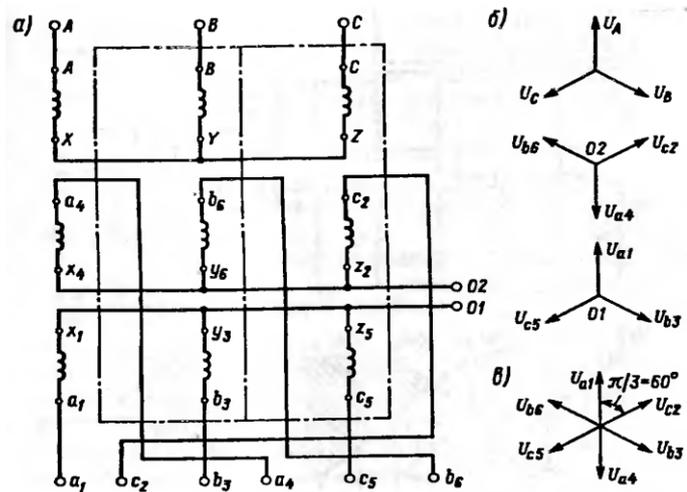


Рис. 6.7. Схема з'єднань обмоток шестипульсової схеми

шестифазну систему змінного струму. До виводів вторинних обмоток приєднуються анодами діоди (рис. 6.8).

У такому випадку струм навантаження проводить той діод, потенціал анода якого максимальний: на інтервалі між точками 2 і 4 – діод VD1, 4 і 6 – діод VD2, 6 і 8 – діод VD3, 8 і 10 – діод VD4, 10 і 12 – діод VD5 і т. д. У кожен момент часу струм протікатиме тільки по одній фазній обмотці однієї зірки.

Внаслідок складних явищ (відсутності балансу намагнічувальних сил на стрижнях трансформатора і додаткових втрат від вихрових струмів відбувається збільшення еквівалентної анодної індуктивності), низького використання діодів і встановленої потужності трансформаторів нульова шестипульсова схема без зрівнювального реактора *не використовується*.

**Нульова шестипульсова схема («дві зворотні зірки зі зрівнювальним реактором» або схема Кюблера)** складена з двох простих трифазних схем шляхом їх паралельного з'єднання (рис. 6.8). На кожному стрижні трансформатора розміщено по дві вторинні обмотки, у яких е.р.с. мають зміщення за фазою на  $\pi$ .

Нульові точки обох зірок вторинних обмоток з'єднані через зрівнювальний реактор, що являє собою великий індуктивний опір з середньою точкою, яка є негативним (мінусовим) виводом випрямляча для зовнішнього кола; позитивним (плюсовим) виводом буде загальний катод.

Ідея застосування зрівнювального реактора полягає в тому, що в такій схемі забезпечується одночасна робота обох зірок у результаті вирівнювання потенціалів на анодах двох діодів: одного в прямій і одного у зворотній зірках. Вирівнювання потенціалів досягається тим, що під дією різниці потенціалів ( $u_k = u_{a1} - u_{b6}$ ) між точками  $O1$  і  $O2$  в контурі, позначеному штриховою лінією, виникає струм  $i_k$ , який співпадає за напрямком із струмом діода  $VD6$ , який вийшов з роботи (для інтервалу 1 і 3), і протилежний для діода, який вступає в роботу -  $VD1$ . Напряга  $u_k$  на реакторі ділиться точкою  $O$  навпіл і напряга  $u_k/2$  додається до фазної напруги діода  $VD6$  ( $u_{b6} + u_k/2$ ), що вийшов з роботи, і вираховується з фазної напруги  $u_{a1}$  діода  $VD1$  ( $u_{a1} - u_k/2$ ), що вступає в роботу. У результаті потенціали двох анодів вирівнюються і вони проводять струм  $I_d$  одночасно, кожен приблизно  $I_d / 2$ . Напряга  $u_d$ , яка прикладається до навантаження, дорівнює півсумі миттєвих значень прямої та зворотної зірок  $u_d = (u_{d1} + u_{d2})/2$ . Діоди проводять струм на інтервалі  $2\pi/3 = 120$  ел. градусів і мають амплітуду  $I_d / 2$ . Одночасно струм проводять вторинні обмотки обох зірок.

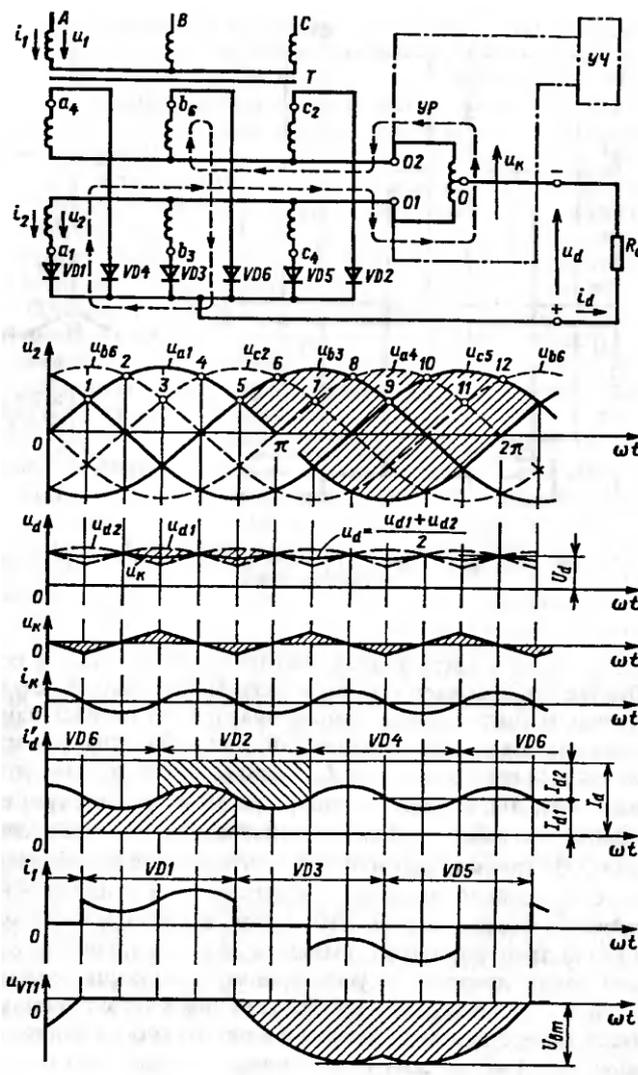


Рис. 6.8. Схема та часові діаграми напруг і струмів нульової шестипульсової схеми зі зрівнювальним реактором

Середнє значення випрямленої напруги  $U_d = 1,17 u_2$ .

Така схема, не дивлячись на свої переваги (краще використання діодів і обмоток трансформатора, усунення дисбалансу намагнічувальних сил і потоку вимушеного намагнічування) є застарілою, оскільки вона була створена для компенсації низької провідної спроможності, класності діодів, а також недоліків і неточностей при виготовленні трансформаторів.

Явну перевагу за коефіцієнтом використання трансформатора ( $k_T = 0,95$  проти  $k_T = 0,8$ ) і діодів мають мостові схеми випрямлення.

### 6.2.2. Мостові схеми

#### Трифазна мостова схема випрямлення (схема Ларіонова).

Випрямляч, побудований за такою схемою, складається з трифазного двохобмоткового трансформатора, вторинні обмотки якого з'єднуються в зірку, і двох груп діодів: анодної і катодної, кожна з яких має по три діоди (рис. 6.9). Діоди анодної і катодної груп утворюють трифазний міст. Позитивним полюсом є загальна точка катодної, а негативним полюсом – анодної груп діодів.

У мостовій шестипульсовій схемі випрямляча струм одночасно проводять два діоди: один в анодній групі, потенціал катода якого мінімальний, другий у катодній групі, потенціал анода якого максимальний відносно нульової точки вторинної обмотки трансформатора. На

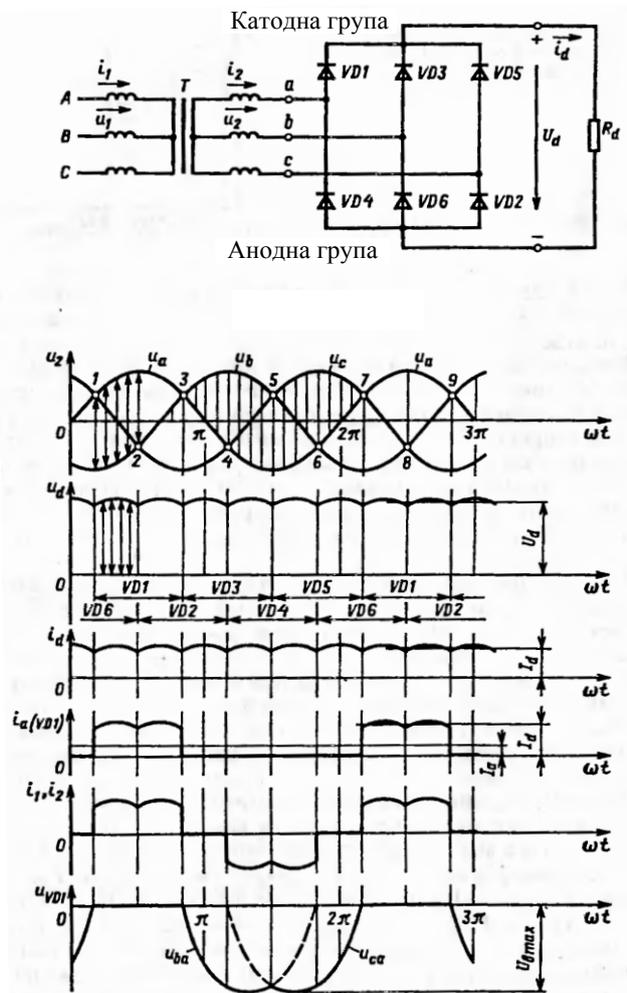


Рис. 6.9. Схема та часові діаграми напруг і струмів мостової шестипульсової схеми

інтервалі між точками 1 і 2 струм проводять діоди  $VD_6$  і  $VD_1$ , на інтервалі 2-3 –  $VD_1$  і  $VD_2$ , на інтервалі 3-4 –  $VD_2$  і  $VD_3$  і т. д. У результаті на виході формується випрямлена напруга  $u_d$ , миттєві значення якої дорівнюють лінійним напругам  $u_{ab}$  (інтервал 1-2, показано стрілками),  $u_{ac}$ ,  $u_{bc}$ ,  $u_{ba}$  і т. д. Крива  $u_d$  має шість пульсацій за один період живильної напруги.

У схемі ефективно використовуються діоди і трансформатор, в осердях відсутнє вимушене підмагнічування, якість випрямленої напруги у схемі висока.

Середнє значення випрямленої напруги  $U_d = 2,34 u_2$ .

Історично склалося так, що протягом тривалого часу на тягових підстанціях застосовувалися випрямлячі, включені за шестипульсовими (мостовими або нульовими) схемами випрямлення. Однак ці схеми мають недоліки, які можна значно знизити, якщо застосовувати трифазні дванадцятипульсові схеми випрямлення.

### **Трифазна дванадцятипульсова двомостова схема випрямлення**

Така схема дозволяє:

- зменшити пульсацію (змінної складової) випрямленої напруги;
- знизити вищі гармонічні складові в кривій мережевого струму;
- підвищити коефіцієнт потужності тягових підстанцій.

Дванадцятипульсові схеми випрямлення утворюються з двох трифазних мостових шестипульсових схем випрямлення, з'єднаних послідовно або паралельно, у яких амплітуди випрямлених напруг зсунуті на кут  $\pi/6$ . Для виконання цієї умови вторинні обмотки трансформатора  $T$  з'єднують: одну – «зіркою», іншу – «трикутником».

Схема випрямлення з послідовним з'єднанням не потребує зрівнювального реактора і тому більш переважна.

У цій схемі випрямлячі  $V1$  і  $V2$  працюють самостійно (рис. 6.10). На кожному інтервалі струм  $i_d$  проводять 4 діоди: два у схемі випрямлення  $V1$  і два у схемі випрямлення  $V2$ . Наприклад, на інтервалі повторюваності випрямленої напруги  $\pi/6 \leq \omega t \leq \pi/3$  контур струму навантаження замикається через обмотки фаз  $b_1$  і  $a_1$ , діод  $VD1$  катодної групи  $V1$ ,  $L_d - R_d$ , діод  $VD12$  анодної групи

V2, паралельно включені обмотки  $b_2$  і  $a_2 - c_2$ , діод VD11 катодної групи V2, діод VD6 анодної групи V1.

Послідовність перемикання діодів у кожній схемі залишається такою самою, як і у звичайній мостовій шестипульсовій схемі. Напряга однієї схеми складається з напрягою іншої, у результаті чого на навантаження надходить дванадцятипульсова випрямлена напряга.

Середнє значення випрямленої напряги  $U_d = 4,68 u_2$ .

### 6.2.3. Порівняння схем трифазних випрямлячів

У таблиці 6.1 наведені загальні розрахункові співвідношення трифазних випрямлячів, за якими можна порівняти трипульсову, шестипульсову та дванадцятипульсову схеми. Переваги випрямлячів з більшою кількістю пульсацій випрямленої напряги: підвищення якості випрямленої напряги, покращене використання трансформатора.

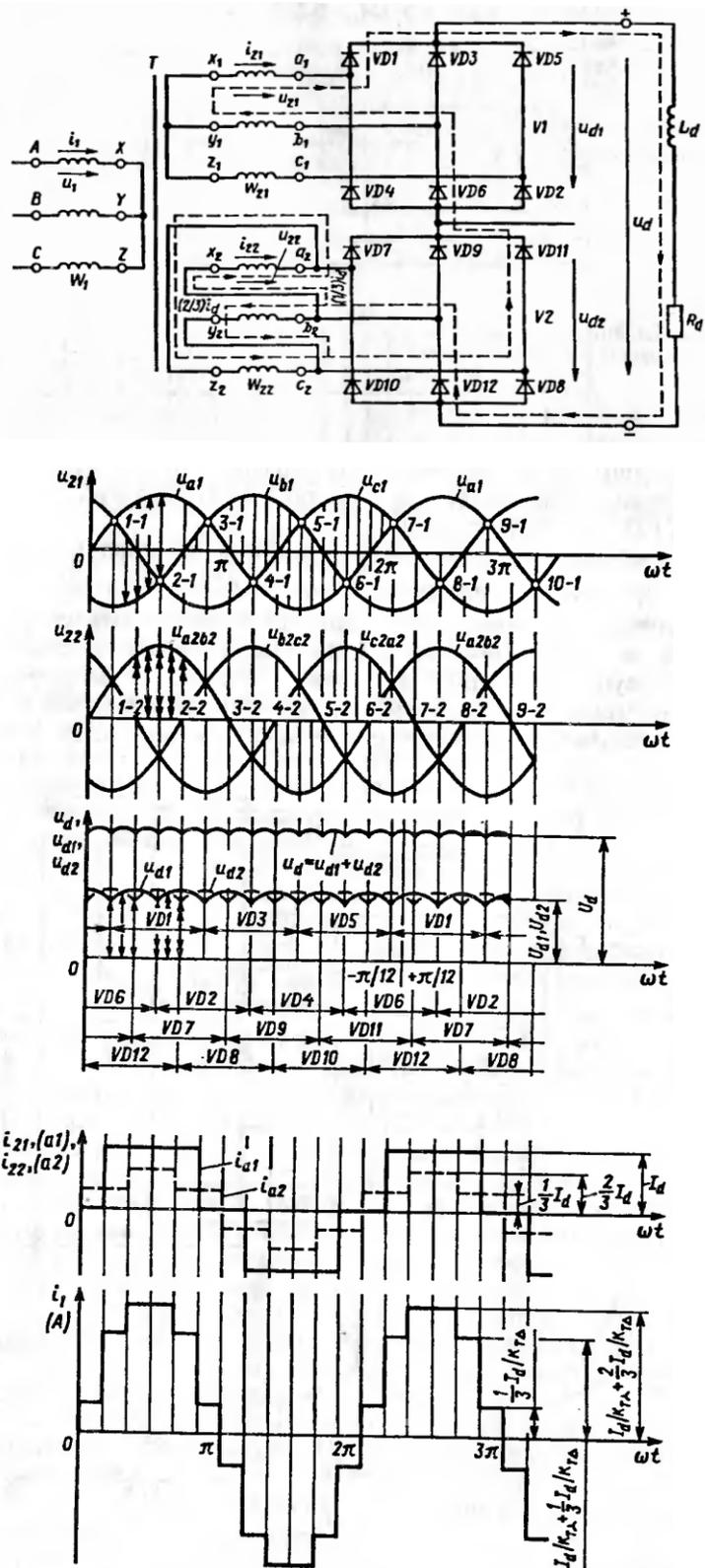


Рис. 6.10. Дванадцятипульсова схема випрямлення з послідовним з'єднанням двох шестипульсових

Таблиця 6.1

## Порівняння схем трифазних випрямлячів

| Показники   | Нульова трипульсова | Нульова шестипульсова зі зрівнювальним реактором | Мостова шестипульсова | Двомостова дванадцятипульсова послідовного типу |
|---|---------------------|--|-----------------------|---|
| 1. Максимальна зворотна напруга діода $U_{b_{max}}$   | $2,09 U_d$          | $2,09 U_d$                                       | $1,45 U_d$            | $0,52 U_d$                                      |
| 2. Середнє значення струму діода $I_a$  | $I_d/3$             | $I_d/6$  | $I_d/3$               | $I_d/3$   |
| 3. Розрахункова типова потужність трансформатора $S_t$  | $1,35P_d$           | $1,26P_d$  | $1,05P_d$             | $1,028P_d$                                      |
| 4. Коефіцієнт використання трансформатора $K_p$   | 0,74                | 0,8  | 0,95                  | 0,97  |
| 5. Інтервал провідного стану діодів $\lambda$ , ел. град  | 120                 | 120  | 120                   | 20  |
| 6. Кількість діодних плечей $N$   | 3                   | 6  | 6                     | 12  |
| 7. Встановлена потужність напівпровідникових пристроїв однакова: $S_y = N I_d U_{b_{max}} = 2,09 P_d$ |                     |  |                       |   |

### 6.3. Комутація у випрямлячах

Процес переходу струму з однієї гілки схеми до іншої, у результаті чого змінюється контур електричного струму, називається *комутацією*. Вище згадані випрямлячі розглянуті без урахування впливу на їх роботу анодної індуктивності  $L_a$ . При такому допущенні відбувається миттєве перемикання струму. Врахуємо вплив анодної індуктивності на комутацію в трифазних випрямлячах. У позакомутаційний інтервал у трифазних схемах струм проводять один діод у трипульсовій схемі, два діоди в шестипульсових і чотири діоди у дванадцятипульсових схемах. Перемикання діодів відбувається у чітко визначеній послідовності. Наявність анодної індуктивності затримує вимикання діода, що виходить з кола струму, і обумовлює появу інтервалу комутації, який називають *кутом комутації*. Даний інтервал позначається  $\gamma$  і вимірюється в електричних градусах. На інтервалі комутації одночасно проводять струм діоди, аноди або катоди яких об'єднані в загальну точку, а інші виводи зв'язані з різними фазами трансформатора. Комутація супроводжується внутрішнім міжфазним коротким замиканням. Виникаючий струм короткого замикання  $i_k$  вираховується зі струму діода, що виходить з роботи, і додається до струму діода, що вступає в роботу.

На рис. 6.11 розглянуто процес комутації на прикладі шестипульсової схеми при перемиканні струму з діода  $VD1$  на діод  $VD3$ . Процес комутації починається в момент, що відповідає точці 3. Струм комутації збільшується від нуля та має косинусоїдальну залежність, оскільки замикається в колі з індуктивним опором, що дорівнює  $2\omega L_a$ :

$$i_k = \frac{\sqrt{3}\sqrt{2}E_2}{2\omega L_a}(1 - \cos \omega t). \quad (6.1)$$

Комутація випрямляча обумовлює формування зовнішньої характеристики (рис. 6.12) з нахилом, пропорційним струму навантаження  $I_d$  і анодній індуктивності.

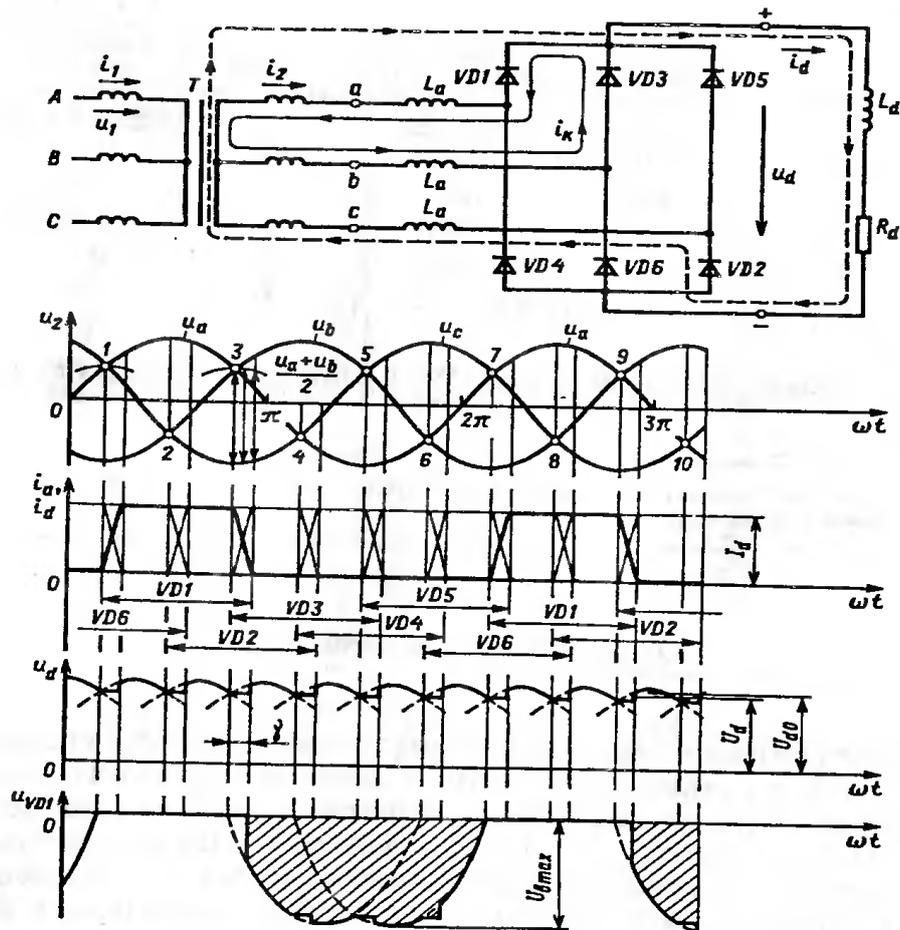


Рис. 6.11. Схема комутації у трифазному мостовому випрямлячі

Процес комутації впливає на форми кривих випрямленої напруги  $u_d$  і струмів  $i_1$  і  $i_2$  в обмотках трансформатора. Це відображується на середньому значенні і на гармонійному складі випрямленої напруги, а також на гармонійному складі струму, що споживається з мережі.

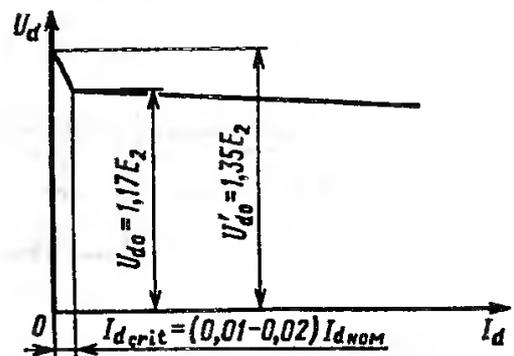


Рис. 6.12. Зовнішня характеристика нульового шестипульсового випрямляча

#### 6.4. Складові випрямленої напруги

Напруга, що отримується від перетворювальних агрегатів, є не постійною, а пульсуючою (рис. 6.13, а). Періодичність

пульсації за схемою «дві зворотні зірки» і мостовою схемою шестикратна, частота пульсації відповідно дорівнює  $50 \cdot 6 = 300$  Гц. Випрямлена пульсуюча напруга аналітично може бути зображена сумою двох складових – постійної  $U_d$  і змінної  $U_{d3}$ . Чим більше змінна складова відносно постійної, тим більша пульсація. Якість випрямленої напруги характеризується коефіцієнтом пульсації  $k_{\text{П}}$ , що дорівнює відношенню змінної складової до постійної,

$$k_{\text{П}} = U_{d3} / U_d \quad (6.2)$$

Коефіцієнт пульсації випрямленої напруги при холостому ході і синусоїдальній мережевій напрузі у вказаних схемах випрямлення складає приблизно 4,2 %, а при номінальному струмі без регулювання напруги він досягає 7 %. Змінна складова аналітично може бути представлена як сума синусоїдальних змінних напруг з частотою, кратною частоті пульсації (рис. 6.13, б). Такі синусоїдальні напруги з частотою 300, 600, 900, 1200 Гц і т. д., з яких складається змінна складова, називають *вищими гармонійними складовими*, або просто *гармоніками*. Порядок цих та інших гармонік, кратних частоті змінного струму  $f_{\text{Г}} = 50$  Гц, визначається діленням частоти вищої гармонійної на частоту 50 Гц. Відповідний порядок будуть мати і їх коефіцієнти пульсації згідно з виразом (6.2). Значення коефіцієнтів пульсації при номінальному струмі складають при частоті 300 Гц  $k_{\text{П}6\Gamma} \approx 6,5$  %, при частоті 600 Гц  $k_{\text{П}12\Gamma} \approx 3,5$  %, при частоті 900 Гц  $k_{\text{П}18\Gamma} \approx 2$  %, при частоті 1200 Гц  $k_{\text{П}24\Gamma} \approx 1,5$  %. Сума цих гармонік наведена на рис. 6.13, в. Окрім указаних чотирьох гармонік, у змінну

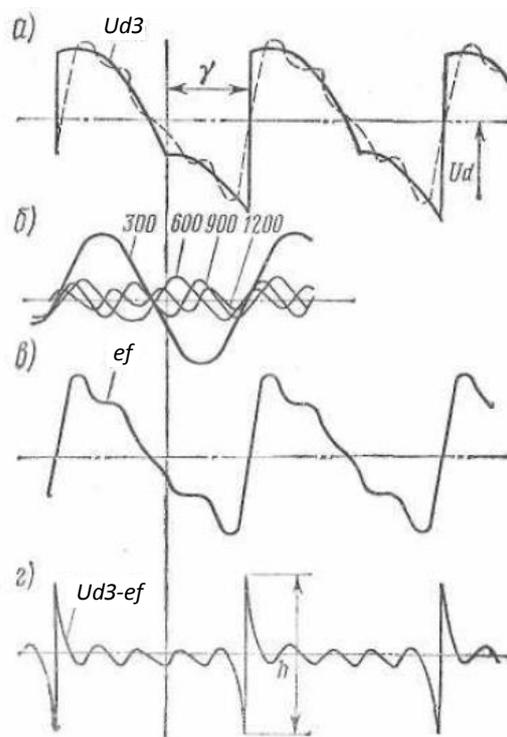


Рис. 6.13. Криві випрямленої напруги (а) і її складові (б, в, г)

складову входять інші гармоніки, які дають у сумі криву  $U_{d3} - ef$  (рис. 6.13, з).

У багатьох випадках змінна напруга енергосистеми несинусоїдальна, що спричиняє збільшення пульсації гармонік і їхнього складу. Окрім указаних гармонік 300, 600, 900, 1200 Гц і вище у випрямленій напрузі з'являються також гармоніки 100, 200, 400, 500 Гц і вище при асиметрії мережевої напруги.

## **7. Графіки навантажень і коефіцієнти режимів роботи електроустановок**

Раціональне вирішення складних проблем проектування і експлуатації систем електропостачання неможливе без правильного визначення електричних навантажень [2,5,10]. Від величини навантажень залежать капітальні затрати, витрати кольорового металу, втрати електроенергії і експлуатаційні витрати. Необґрунтоване зменшення електричних навантажень викликає підвищені витрати на компенсацію втрат електроенергії, прискорює знос електроустаткування, обмежує продуктивність окремих агрегатів і всього підприємства. Завищення розрахункових навантажень тягне за собою збільшення капітальних витрат і неповне використання дефіцитного електрообладнання та провідникового матеріалу. У ряді випадків це може призвести також до зростання втрат електроенергії.

Графіки навантажень широко використовуються для вирішення важливих завдань, що виникають при проектуванні і експлуатації електроустановок:

- визначення раціональних параметрів систем електропостачання (перерізів проводів ЛЕП, потужностей трансформаторів і т. д.);
- розрахунок втрат електричної енергії;
- регулювання напруги в електричних мережах;
- управління режимами роботи електричних систем.

### **7.1. Графіки електричних навантажень**

Електростанції протягом доби, місяця та року виробляють неоднакову кількість електроенергії внаслідок зміни споживаної

потужності приєднаними приймачами електроенергії. Це пояснюється тим, що процес виробництва та споживання електроенергії здійснюється одночасно, і електростанції в будь-який момент часу виробляють рівно стільки електроенергії, скільки її потрібно для живлення електроспоживачів. Вироблену електроенергію прийнято зображувати графіками, які отримали назву *графіків навантажень електростанцій, підстанцій, споживачів*. Графіки навантажень показують зміну навантаження в часі. Їх будують у прямокутних координатах; по осі абсцис відкладають час у годинах, хвилинах або інших одиницях часу залежно від необхідної точності, а по осі ординат – потужність. Графік навантаження може бути побудований для одного споживача або групи споживачів з однаковим режимом роботи. Для кожного підприємства з декількома споживачами, які мають різні графіки навантажень, сумарний графік навантаження будують накладенням одного графіка на інший і складанням ординат, віднесених до одного й того самого часу. Аналогічно будують графіки навантажень для підстанцій, електростанцій та енергосистеми.

*Графіки поділяють* за характером потужності (графіки активних  $P = P(t)$ , кВт, МВт, реактивних  $Q = Q(t)$ , кВАр, МВАр, повних  $S = S(t)$ , кВА, МВА, потужностей навантажень); тривалістю (добові, місячні та річні); сезонами (зимові та літні, осінні та весняні); за місцем навантажень (графік споживача, підстанції, мережевого району, електростанції, енергосистеми).

Назва графіка може відображувати одночасно декілька його ознак, наприклад зимовий добовий графік активних навантажень підстанції (рис. 7.1). На практиці найбільшого розповсюдження набули добові та річні графіки.

*Добовий графік* активних навантажень ступінчастої форми (рис. 7.2) будують так. У процесі експлуатації електроустановки черговий по електроустановці через певні інтервали часу (1 год або 30 хв залежно від необхідної точності) записує покази електровимірювальних приладів (ватметрів, лічильників) у добову відомість.

На сьогодні на практиці реєструються величини  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ,  $I$ , що є усередненими за проміжки часу від 1 до 60 хв і визначаються за показниками приладів: лічильників активної та реактивної енергії або переносних реєстраторів.

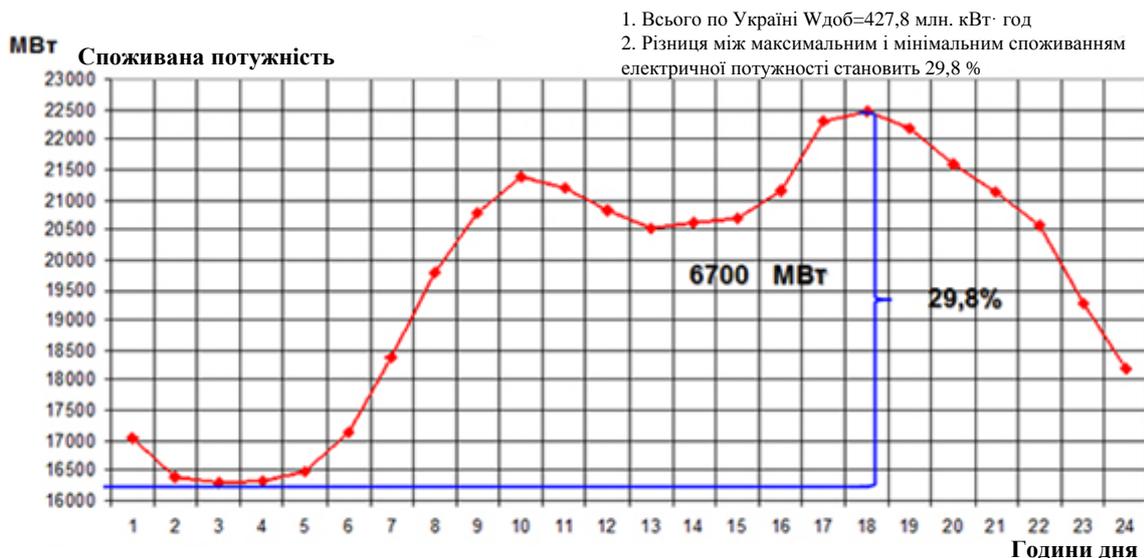


Рис. 7.1. Добовий графік споживання електричної потужності по Україні в зимовий режимний день

Потім на графік наносяться точки потужностей, які відповідають моментам часу запису в добовій відомості, і з'єднують їх прямими лініями. При цьому вважають навантаження незмінним на інтервалі між суміжними замірами. Наприклад, зробивши замір потужності в 00 год, що дорівнює 400 кВт, вважають, що ця потужність незмінна до нового заміру, зробленого о 01 год, і проводять на графіку горизонтальну лінію 1.

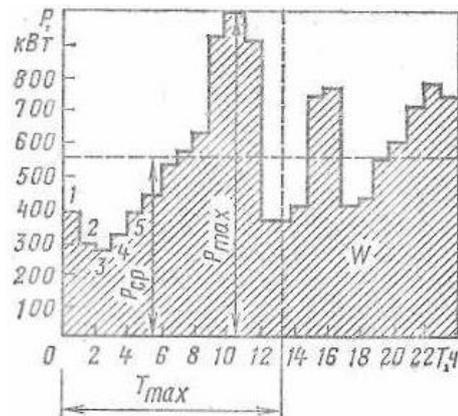


Рис. 7.2. Добовий графік активних навантажень

О 01 год потужність виявилася рівною 300 кВт – проводять горизонтальну лінію 2 в інтервалі від 1 до 2 год; аналогічно проводять лінії 3, 4, 5 і т. ін. З'єднуючи горизонтальні відрізки ліній навантажень для всіх інтервалів часу вертикальними лініями, отримують ступінчастий графік навантаження.

Площа графіка у визначеному масштабі виражає витрати або споживання енергії  $W$  за добу, кВт·год. З добового графіка навантаження можна встановити найбільшу потужність  $P_{\text{max}}$ , час і тривалість її споживання (у практиці називають години «пік»

навантаження). Це важливо знати для електроустановки, що живить декілька споживачів. Якщо б не складались графіки навантажень споживачів при проектуванні та експлуатації електроустановки, то при одночасному співпадинні максимумів різних споживачів встановлена потужність могла б виявитися недостатньою. Завищення потужності електроустановки призводить до її здорожчання та неповного використання встановленого на ній обладнання. Найкраще використання встановленого електрообладнання електроустановки дає рівномірний графік.

На основі добового графіка навантаження можна визначити час вмикання та вимикання обладнання, а також середньодобове навантаження електроустановки:

$$P_{\text{ср.доб}} = W_{\text{доб}} / T_{\text{доб}} = \sum_0^{T_{\text{доб}}} Pt / T_{\text{доб}}, \quad (7.1)$$

де  $W_{\text{доб}}$  – добове споживання електроенергії, що дорівнює площі добового графіка, кВт·год, за час  $T_{\text{доб}} = 24$  год;

$t$  – кількість годин роботи протягом доби з навантаженням  $P$ .

Річний графік навантаження відображує режим роботи електроустановки протягом року. Широке практичне застосування отримав річний графік за тривалістю. Він показує скільки годин на рік працює електроустановка з відповідною потужністю: наприклад, із загальної кількості годин у році  $T_{\text{річ}} = 8760$  год електроустановка працює 3000 год з навантаженням 2000 кВт, 1500 год – 1800 кВт, 1500 год – 1500 кВт і 2760 год – 1000 кВт. З річного графіку за тривалістю визначають величину електроенергії, переробленої електростанцією.

За допомогою комп'ютера можуть бути побудовані і інші форми графіків навантаження, наприклад тривимірні хронологічні графіки («рельєфи навантажень»), у яких третьою координатою виступає порядковий номер доби (рис. 7.3).

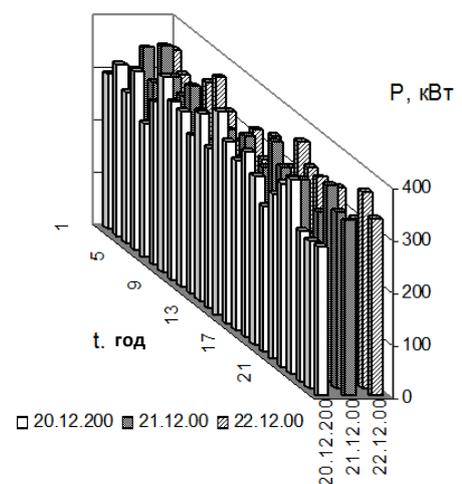


Рис. 7.3. «Рельєф» навантажень

При встановленні графіків навантажень проєктованих електроустановок використовують так звані *типові добові графіки* навантажень, які наводяться в довідковій літературі. Вони отримані на основі тривалого досвіду експлуатації та проєктування електроустановок різних видів і групи споживачів. У якості прикладу на рис. 7.4 наведені типові добові графіки навантажень споживачів. У цих графіках по осі абсцис відкладено час у годинах, а по осі ординат – навантаження в процентах від найбільшого навантаження споживача, прийнятого за 100 %. Знаючи розрахункову найбільшу потужність споживача, неважко побудувати його добовий графік навантаження шляхом множення розрахункової найбільшої потужності на відповідний процент від найбільшого навантаження для кожного моменту часу типового графіка.

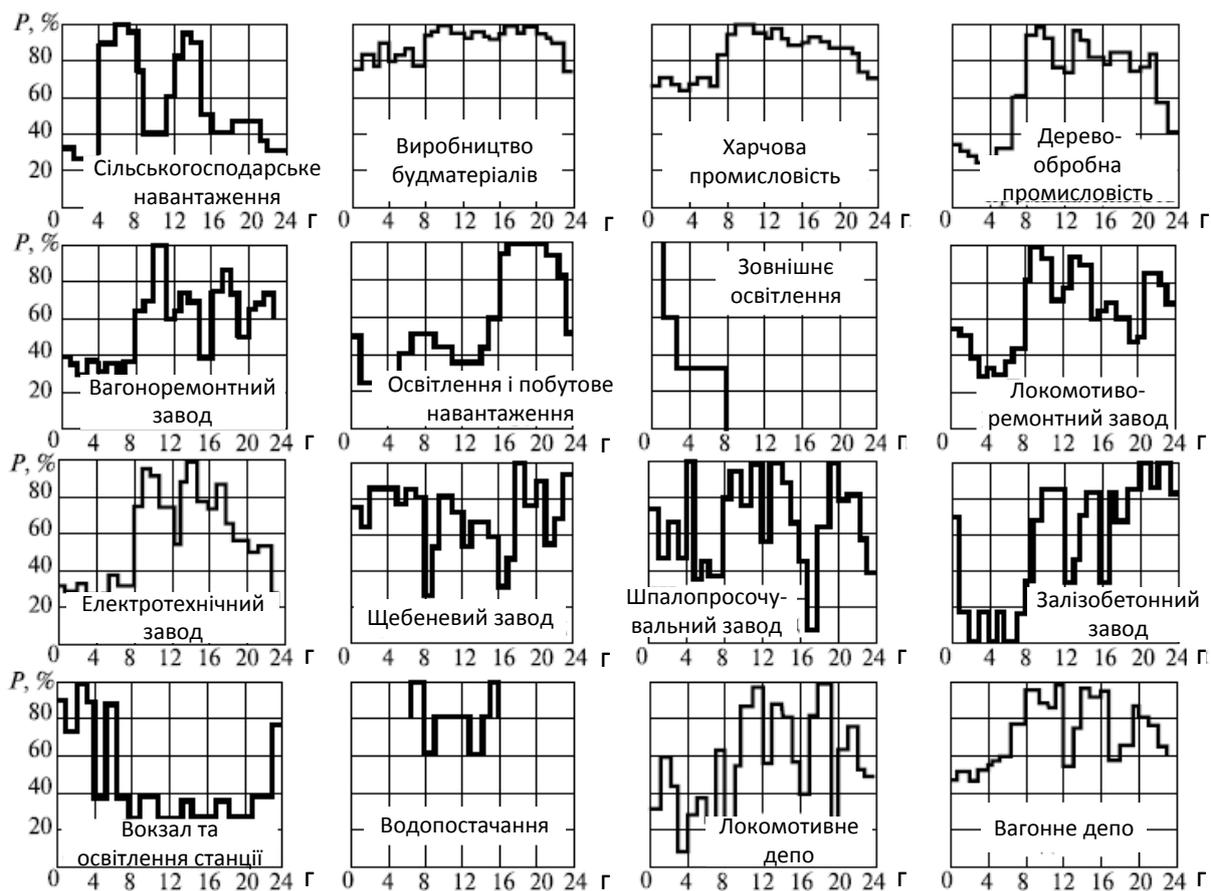


Рис. 7.4. Типові добові графіки навантажень споживачів

Переведення процентів у кіловати для кожної години добового графіка здійснюється за формулою

$$P_t = \frac{P_{\max}}{100} p_t, \quad (7.2)$$

де  $P_{\max}$  – потужність у процентах, взята з типового графіка для моменту часу  $t$ .

Таким чином, можна отримати добовий графік навантаження споживача або установки, яка тільки проектується.

## 7.2. Коефіцієнти режимів роботи електроустановок

Режими роботи електроустановок за деякий період часу (доба, рік) характеризуються такими величинами. *Коефіцієнт навантаження*, або коефіцієнт заповнення графіка, являє собою відношення середньої потужності до найбільшої за один і той самий розглядуваний період часу.

$$K_{\text{навант}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\max}} = \frac{P_{\text{сеп}} T}{P_{\max} T} = \frac{W}{P_{\max} T}, \quad (7.3)$$

де  $W$  – спожита кількість електроенергії за час  $T$  (добу, рік), кВт·год.

Коефіцієнт навантаження показує, яку частину складає дійсно спожита кількість електроенергії за розглянутий період часу від тієї кількості електроенергії, яка була б спожита електроустановкою за той же час, якщо б вона весь час працювала з найбільшим навантаженням. Звичайно  $K_{\text{навант}} < 1$ . При  $K_{\text{навант}} = 1$  графік навантаження являв би собою пряму лінію, паралельну осі абсцис.

*Тривалість використання* найбільшої активної потужності  $T_{\max}$  показує, скільки годин за розглянутий період часу (доба, рік) повинна була б працювати електроустановка з незмінним найбільшим навантаженням  $P_{\max}$ , щоб спожити дійсно спожиту за цей період часу кількість електроенергії  $W$ :

$$T_{\max} = W / P_{\max}. \quad (7.4)$$

Для добового графіка  $T_{\max}$  дорівнює основі прямокутника з висотою  $P_{\max}$ , площа якого дорівнює  $W$  (див. рис. 7.2), тобто площі дійсного графіка навантаження. На основі формул (7.3)-(7.4)

можна написати  $W = \kappa_{\text{навант}} P_{\text{max}} = T_{\text{max}} P_{\text{max}}$ , звідки  $T_{\text{max}} = \kappa_{\text{навант}} T$ , тобто  $T_{\text{max}} \leq T$ , оскільки  $\kappa_{\text{навант}} \leq 1$ . Для значних енергосистем, що живлять переважно промислове навантаження, тривалість використання найбільшої потужності за річним графіком  $TP_{\text{max}}$  коливається від 4000 до 7000 год/р. ( $\kappa_{\text{навант}} = 0,45 \div 0,80$ ).

*Коефіцієнт використання встановленої потужності* характеризує ступінь використання встановленої потужності на підстанціях:

$$\kappa_{\text{вст}} = P_{\text{сер}} / P_{\text{вст}} = W / TP_{\text{вст}}, \quad (7.5)$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена сумарна потужність трансформаторів підстанції (включаючи резервні), кВт;

$P_{\text{сер}}$  – середня використовувана потужність трансформаторів підстанції, кВт.

Як правило,  $\kappa_{\text{вст}} \leq \kappa_{\text{навант}} \leq 1$ .

*Коефіцієнт резерву* показує ступінь резервування трансформаторів підстанцій:

$$\kappa_{\text{рез}} = P_{\text{уст}} / P_{\text{max}}. \quad (7.6)$$

Звичайно  $\kappa_{\text{рез}} > 1$ . Якщо  $P_{\text{вст}} = P_{\text{max}}$ , то це означає, що резерву потужності трансформаторів нема.

## **8. Якість електричної енергії. Взаємодія системи тягового електропостачання і електричного рухомого складу**

### **8.1. Показники якості**

У будь-якої електричної мережі показники якості електричної енергії через зміну навантаження не залишаються постійними. У зв'язку з цим Міжнародна рада зі стандартизації, метрології та сертифікації прийняла в якості офіційного документа ГОСТ 13109-97, який визначає норми якості електричної енергії, який встановлює показники і норми якості електричної енергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення.

Згідно з ним показниками якості електричної енергії (всього їх 11) є:

- усталене відхилення напруги;
- розмах зміни напруги;
- доза флікера. *Флікер* – суб’єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги в електричній мережі, що живить ці джерела;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт  $n$ -ї гармонійної складової напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю;
- відхилення частоти;
- тривалість провалу напруги;
- імпульсна напруга;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги.

У свою чергу електрифіковані залізниці впливають на такі показники якості електричної мережі загального призначення:

- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт  $n$ -ї гармонійної складової напруги.

Для кожного показника якості електричної енергії встановлено два види норм: нормально допустимі і гранично допустимі. Якщо протягом 95 % часу доби значення показника якості не виходить за межі нормально допустимого, а решту 5 % часу не перевищує гранично допустимого, якість електричної енергії за даним показником вважається задовільною.

Розглядаючи перелічені показники більш детально, слід уявляти, як виглядають, що собою являють та які основні складові в кривих постійної і змінної напруги (рис. 8.1).

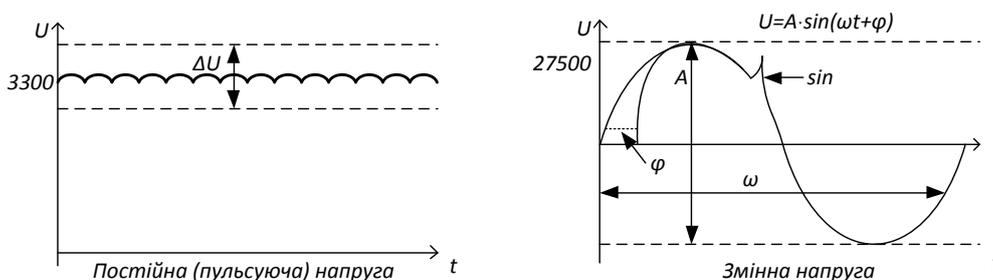


Рис. 8.1. Постійна (пульсуюча) і змінна (синусоїдальна) напруги

*Відхилення напруги* являє собою різницю між дійсною напругою на затискачах споживача і її номінальним значенням (рис. 8.2). Нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на виходах приймачів електричної енергії дорівнюють відповідно  $\pm 5$  і  $\pm 10$  % номінальної напруги електричної мережі (табл. 8.1).

Таблиця 8.1

Встановлені нормативи напруги для тягової частини системи електропостачання

| Напруга   | Система електропостачання |                 |
|---|---------------------------|-----------------|
|   | Постійного струму         | Змінного струму |
| 1. Номінальна:                                      |                           |                 |
| а) на шинах тягових підстанцій                      | 3300                      | 27 500          |
| б) у контактній мережі                              | 3000                      | 25 000          |
| 2. Максимальна на струмоприймачі:                   |                           |                 |
| а) за наявності рекуперації                         | 4000                      | 29 000          |
| б) за відсутності рекуперації                       | 3850                      |                 |
| 3. Мінімально допустима напруга в контактній мережі | 2700                      | 21 000          |

При встановленні нормативів напруг систем електропостачання залізниць найбільш визначеною є номінальна напруга на тягових шинах підстанції.

*Номінальна напруга на тягових шинах підстанції постійного струму* – середнє значення випрямленої напруги при номінальному значенні випрямленого струму і номінальній напрузі мережевої обмотки тягового трансформатора при відповідному цій напрузі положенні перемикача регулювальних відгалужень обмотки (3300 В).

*Номінальна напруга на тягових шинах підстанції змінного струму* – напруга на затискачах тягової обмотки трансформатора при його холостому ході і номінальній напрузі на затискачах його первинної обмотки і відповідному цій напрузі положенню

перемикача регулювальних відгалуджень обмотки трансформатора (27500 кВ).

Враховуючи специфіку тягового навантаження, під відхиленням напруги в тяговій мережі (і відповідно на струмоприймачі електровозів) розуміють зміну напруги такої тривалості, яка призводить до зміни швидкості руху поїзда.

*Коливання напруги* характеризуються двома показниками якості електричної енергії: розмахом зміни напруги і дозою флікера.

Гранично допустимі значення *розмаху зміни напруги* в точках загального приєднання до електричних мереж при коливаннях напруги нормуються залежно від частоти повторення і складають  $\pm 10\%$  номінальної напруги.

Під *дозою флікера* розуміють міру сприйнятливості людини до впливу флікера за встановлений проміжок часу. Гранично допустиме значення для короткочасної дози флікера дорівнює 1,38 (інтервал спостереження – 10 хв), а для тривалої дози флікера при тих самих коливаннях напруги дорівнює 1,00.

*Несинусоїдальність напруги* характеризується двома показниками якості електричної енергії: коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги і коефіцієнтом  $n$ -ї гармонійної складової напруги.

Під *коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги* розуміють відношення діючого значення всіх вищих гармонік до діючого значення напруги основної частоти. Нормально допустиме значення даного коефіцієнта для мереж 35 кВ дорівнює 4 %, для мереж 110-330 кВ – 2 %, гранично допустимі – 6 і 3 %.

Значення *коефіцієнта  $n$ -ї гармонійної складової напруги* встановлюється залежно від рівня напруги, парності і непарності гармоніки та її номера.

*Несиметрія напруг* характеризується коефіцієнтами несиметрії напруги за зворотною послідовністю і несиметрії напруги за нульовою послідовністю. Для трифазної трипровідної електричної мережі оцінюється коефіцієнтом несиметрії напруг *за зворотною послідовністю*, нормально допустиме і гранично допустиме значення якого 2 і 4 %.

Для показника *відхилення частоти  $\Delta f$*  встановлено норми нормально і гранично допустимого значення відхилення  $\pm 0,2$  і  $\pm 0,4$  Гц.

*Провал напруги* характеризується тривалістю провалу напруги, для якого гранично допустиме значення тривалості в електричних мережах напругою до 20 кВ включно дорівнює 30 с.

*Імпульс напруги* характеризується показником імпульсної напруги при грозових і комутаційних імпульсах.

Найбільшою мірою зміна показників якості проявляється в контактній мережі, яка взаємодіє з електричним локомотивом.

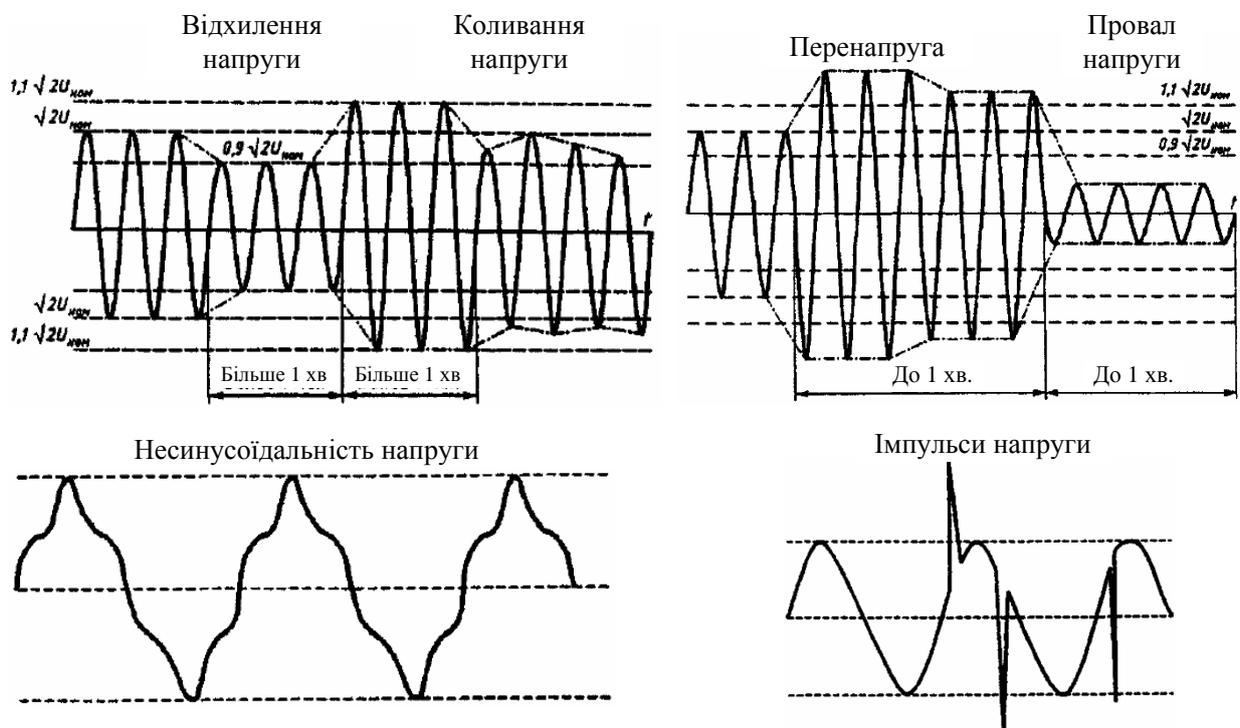


Рис. 8.2. Види відхилення якості напруги живлення

## 8.2. Вплив змін напруги в тяговій мережі на роботу електричних локомотивів

Зміну напруги можна охарактеризувати *відхиленнями* і *коливаннями* напруги. Враховуючи специфіку тягового навантаження, під відхиленням напруги в тяговій мережі (і відповідно на струмоприймачі електровозів) розуміють зміну напруги такої тривалості, яка призводить до зміни швидкості руху поїзда. При коливанні напруги швидкість руху поїзда змінюватися

не встигає через досить короткочасну її зміну [11-15,45].

Розглядаючи вплив змін напруги на роботу електричних локомотивів, необхідно мати на увазі, що на електровозах змінного струму існує можливість регулювання напруги, що підводиться до двигунів за допомогою електровозного трансформатора.

Оцінимо *вплив відхилень напруги* на швидкість і силу тяги електровоза постійного струму, а також на нагрів обмоток тягових двигунів і умов роботи допоміжних машин електровоза. Розглянемо рівняння роботи двигуна постійного струму з послідовним збудженням. Рівняння рівноваги напруг

$$U = E + IR, \quad (8.1)$$

де  $U$  – напруга, що подається на затискачі двигуна;

$E$  – проти е.р.с двигуна, електрорушійна сила обмотки якоря;

$I$  – струм двигуна;

$R$  – опір обмоток електродвигуна.

Оскільки

$$E = cn\Phi, \text{ то } U = cn\Phi + IR, \quad (8.2)$$

де  $c$  – постійний (конструкційний) коефіцієнт, що характеризує обмотку якоря двигуна;

$n$  – встановлена частота обертання якоря (валу) двигуна;

$\Phi$  – магнітний потік двигуна, який визначається струмом  $I$ ,

то

$$n = \frac{U - IR}{c\Phi}. \quad (8.3)$$

Частота обертання вала двигуна визначає лінійну швидкість руху електровоза і поїзда  $V$ .

При одному і тому самому навантаженні  $I$ , але при різних значеннях підведеної до двигуна напруги ( $U_1$  і  $U_2$ ), відношення сталих швидкостей руху, визначених за формулою (8.3), дорівнюватиме відношенню електрорухомих сил обмотки якоря (див. формулу (8.1)):

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{U_1 - IR}{U_2 - IR}, \quad (8.4)$$

де  $V_1$  і  $V_2$  – сталі швидкості руху, відповідні напругам  $U_1$  і  $U_2$ .

З огляду на відносно невелике падіння напруги у двигуні (порівняно з напругою на ньому вона менше подаваної напруги на двигун у 15-18 разів) через малий опір його обмоток (наприклад, у двигуна НБ400 при максимальному струмі воно становить 76 В) можна записати

$$\frac{V_1}{V_2} \approx \frac{U_1}{U_2}. \quad (8.5)$$

Таким чином, зміна встановленої швидкості руху поїзда при відхиленні напруги на струмоприймачі електровоза приблизно прямо пропорційна зміні напруги, що підводиться.

Сила тяги електровоза (сила тяги на ободі колеса)  $F$  визначається як

$$F = c_1 I \Phi, \quad (8.6)$$

де  $I$ ,  $\Phi$  – струм і магнітний потік двигуна відповідно.

Для тягових двигунів постійного струму з послідовним збудженням величина магнітного потоку  $\Phi$  пропорційно визначається величиною струму  $I$  двигуна. Тому вираз (8.6) може бути переписаний так:

$$F = c_2 I^2, \quad (8.7)$$

де  $c_2$  – коефіцієнт, який визначається значеннями коефіцієнта  $c_1$  і коефіцієнта пропорційності, що пов'язує між собою магнітний потік  $\Phi$  і струм двигуна  $I$ .

З рівняння (8.6) видно, що *сила тяги  $F$  не залежить від напруги на затискачах двигуна*. Очевидним доказом цього є та обставина, що при пуску електровоза, тобто в одному з найбільш тяжких режимів роботи двигунів, коли від них потребується найбільший момент, на кожний з них подається сильно знижена напруга, для чого спеціально вмикаються пускові реостати.

Двигун електровоза розрахований на нормальну роботу при напрузі 1500 В, а при пуску до нього в перший момент часу підводиться близько 100 В, тобто 800-1200 В на всі двигуни відповідно (для 8-вісного і 12-вісного електровозів) при їх послідовному з'єднанні. Це наведено з метою показати залежність умов пуску тягових двигунів від напруги і не означає, що електровози можуть працювати при надмірно знижених напругах. При низьких напругах отримується практично недопустиме зниження швидкості.

Розглянемо, як здійснюється перехід з однієї швидкості руху електровоза на іншу при від'ємному відхиленні напруги на струмоприймачі. Для цього скористаємось електромеханічними характеристиками тягового двигуна  $V=f(I)$  і  $F=f(I)$  (рис. 8.3). Характер їх зміни визначається виразами (8.3) і (8.7).

Розглянемо два значення напруги на струмоприймачі електровоза при його русі:  $U_1$  і  $U_2$ , яке менше  $U_1$ . Нехай на струмоприймачі електровоза, який рухається зі встановленою швидкістю при вибраному машиністом режимі ведення поїзда, напруга дорівнює  $U_1$ . Характеристики роботи електровоза, припустимо, визначаються положенням точки «а» на відповідній кривій зміни швидкості у функції струму двигуна. Для даної точки встановлена швидкість (сила тяги дорівнює силі опору руху) електровоза (поїзда)  $V_1$ , при цьому він споживає струм  $I_1$  і реалізує силу тяги  $F_1$ . У деякий момент часу в результаті відхилення напруги її величина на струмоприймачі стає рівною  $U_2$ . У перший момент часу швидкість поїзда через його велику інерцію руху залишається незмінною  $V_1$ , тому відбудеться перехід із точки «а» в точку «б». Для цієї точки струм дорівнює

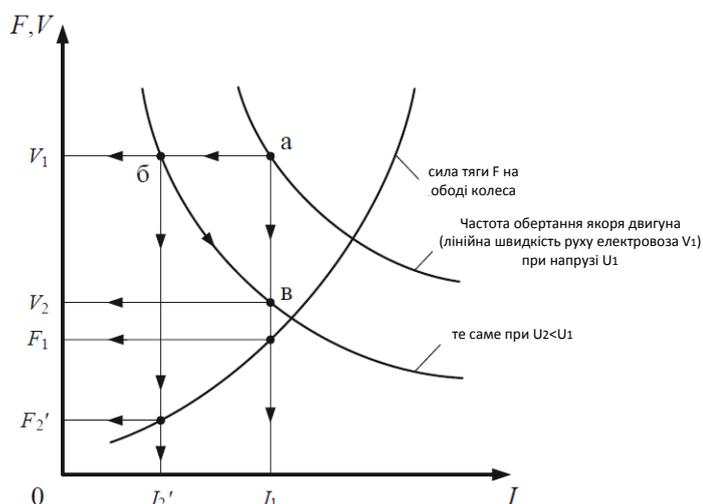


Рис. 8.3. Електромеханічні характеристики тягового двигуна постійного струму послідовного збудження з розглядом наслідків відхилення напруги

струму двигуна. Для даної точки встановлена швидкість (сила тяги дорівнює силі опору руху) електровоза (поїзда)  $V_1$ , при цьому він споживає струм  $I_1$  і реалізує силу тяги  $F_1$ . У деякий момент часу в результаті відхилення напруги її величина на струмоприймачі стає рівною  $U_2$ . У перший момент часу швидкість поїзда через його велику інерцію руху залишається незмінною  $V_1$ , тому відбудеться перехід із точки «а» в точку «б». Для цієї точки струм дорівнює

$I'_2$ , у результаті сила тяги різко зміниться до  $F'_2$ , і вона стане меншою від сили опору руху. Швидкість електровоза (поїзда) почне падати до тих пір, поки знову не настане рівність сили тяги і сили опору руху. Видно, що при зменшенні швидкості починає зростати струм і сила тяги. Сила опору руху зменшується, однак слід мати на увазі, що питома сила основного опору руху  $w$  в зоні робочих значень швидкостей електровоза зменшується дуже незначно (рис. 8.4).

З рис. 8.4. видно, що при суттєвій зміні швидкості  $\Delta V$  зміна питомого основного опору руху  $\Delta w$  незначна. Тому рівність сили опору руху і сили тяги настає при струмі двигуна трохи менше, ніж струм  $I_1$ . Але, враховуючи, що це зменшення досить незначне, без великої похибки приймають, що рівність сил тяги і опору

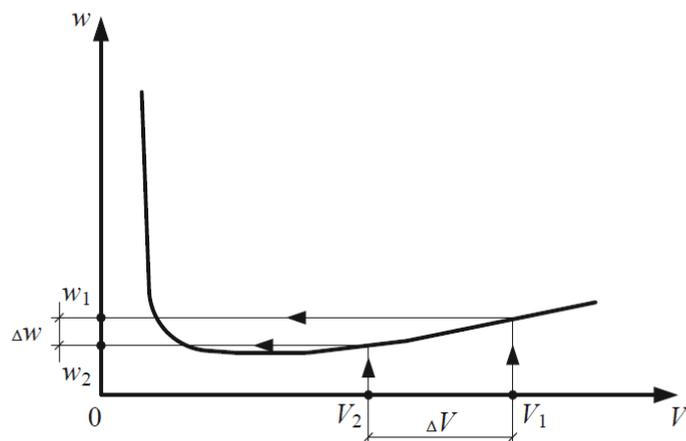


Рис. 8.4. Крива зміни основного опору руху поїзда від його швидкості  $w$

руху при напрузі на електровозі  $U_2$  буде мати місце при струмі  $I_1$ , тобто вважається, що споживаний струм і сила тяги при зменшенні напруги до  $U_2$  не зміняться. Але все це справедливо, якщо машиніст електровоза при відхиленні напруги на струмоприймачі не змінює режим ведення поїзда. Тому точкою, яка відповідає встановленому режиму руху електровоза при напрузі  $U_2$ , буде точка «в». Швидкість руху зменшується з  $V_1$  до  $V_2$ , споживаний струм  $I_1$  і сила тяги  $F_1$  залишаються такими самими.

Що стосується **нагріву тягових двигунів при зниженні напруги**, то однозначної відповіді на це питання досі не дано, адже деякі з факторів викликають підвищення температури, інші – її зменшення.

Нагрів залежить від кількості тепла, що виділяється при роботі двигуна, та умов його охолодження. Тепло виділяється в міді і сталі двигуна і залежить від струму і напруги. При зменшенні напруги на електровозі його швидкість падає, збільшується час

ходу під струмом. А оскільки струм двигуна практично не зменшується, як показано вище, то відбувається збільшення виділення тепла в обмотках двигуна. Якщо існує можливість, то машиніст електровоза, прагнучи витримати час ходу, закладений у графік руху поїздів, намагатиметься підвищити швидкість, змінюючи режим ведення поїзда: зменшити час вибігу або перейти на наступний ступінь ослаблення поля. Це призведе або до збільшення часу ходу під струмом, або до збільшення споживаного струму. В обох випадках буде мати місце більш інтенсивне виділення тепла в обмотках двигуна. Одночасно зниження напруги веде до зменшення виділення тепла в сталі якоря через зменшення його частоти обертання.

Ряд проведених досліджень у цій сфері все ж таки дозволяє сформулювати деякі загальні положення:

- важливим є те, яке було навантаження двигуна в момент зниження напруги, більше чи менше від тривалого допустимого погодинного струму, який є його паспортною характеристикою;
- при навантаженні більш допустимого погодинного струму і у випадку зниження напруги на струмоприймачі на 1000 В температура обмотки якоря збільшиться на 4-7 °С;
- при навантаженнях, рівних або менших від допустимих погодинних, зниження напруги проти номінальної викликає зменшення температури нагріву.

У цілому можна зазначити, що електровоз з тяговими двигунами послідовного збудження в особливих умовах з точки зору нагріву тягових двигунів здатний працювати і при напрузі до 60-70 % номінальної. Оцінюючи напругу тягових двигунів при зниженій напрузі, необхідно перевіряти, чи не співпадає зона зниженої напруги в контактній мережі з місцем максимального нагріву тягових двигунів (за умовами профілю), яке легко перевіряється при виконанні тягових розрахунків.

Для розгляду можливих **негативних наслідків коливань напруги** на струмоприймачі електровоза скористаємося електро-механічними характеристиками тягового двигуна (рис. 8.5).

Нехай електровоз (поїзд) рухався у встановленому режимі при напрузі на струмоприймачі  $U_2$ . Характеристики його роботи визначались положенням точки «в» на кривій  $V=f(I)$ : швидкість  $V_2$ , споживаний струм  $I_2$  і реалізована сила тяги  $F_2$ .

У деякий момент часу відбувається короточасне (швидкість поїзда змінитися не встигає) збільшення напруги на струмоприймачі до  $U_1$ . У результаті відбудеться перехід з точки «в» в точку «г». Це призведе до різкого стрибка сили струму і сили тяги. Струм стане рівним  $I_1'$ , а сила тяги -  $F_1'$ . Значний поштовх сили тяги може викликати боксування, злам

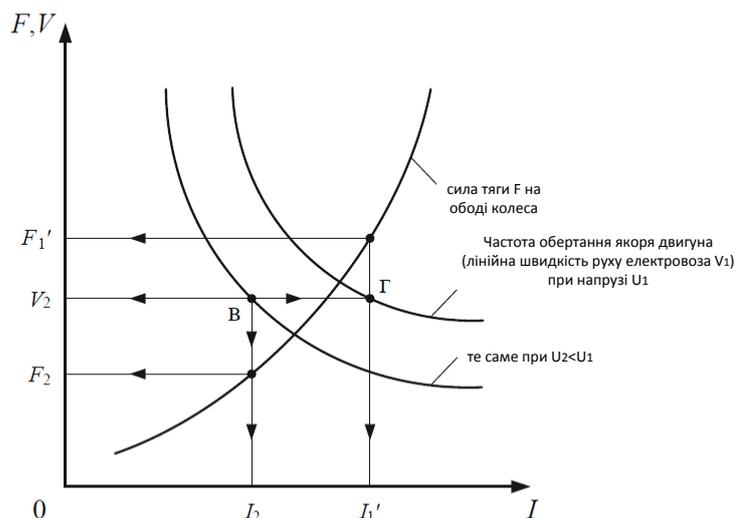


Рис. 8.5. Електромеханічні характеристики тягового двигуна постійного струму послідовного збудження з розглядом наслідків коливання напруги

шестерень зубчастої передачі і пошкодження зчіпних пристроїв (автозчипки) із усіма впливаючими з цього неприємними наслідками. Різке зростання струму небезпечно через можливість появи кругового вогню на колекторі двигунів. Подальше зменшення напруги знову до  $U_2$ , оскільки йдеться про коливання напруги, супроводжується значним зменшенням сили струму і сили тяги, що може бути небезпечним для рухомого складу. Як показує досвід експлуатації, у результаті різкого зменшення тягового зусилля в складі можуть виникнути динамічні сили, які носять коливальний характер, що в окремих випадках може призвести до обриву автозчипки.

Вище було розглянуто вплив напруги на струмоприймачі електровоза на швидкість руху і відповідно час ходу поїзда при його постійній величині на струмоприймачі. Насправді ж напруга на струмоприймачі неперервно змінюється. Її величина залежить не лише від споживаного струму, але і від струмів інших поїздів, їх кількості, місцезоташування поїздів на міжпідстанційній зоні. Всі ці величини неперервно змінюються.

Вплив рівня напруги на струмоприймачі локомотива на час ходу по ділянці та його пропускну спроможність

використовується в тягових розрахунках для розрахунку графіка руху поїздів (рис. 8.6).

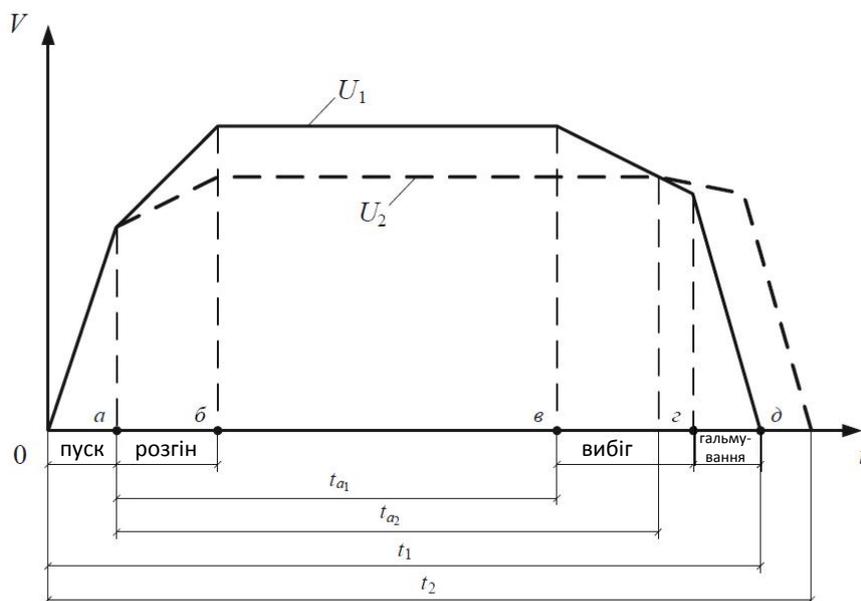


Рис. 8.6. Діаграми зміни швидкості поїзда при його русі по ділянці для двох значень напруги:  
— при напрузі  $U_1$ ; --- при напрузі  $U_2 < U_1$

Дійсна середня напруга на струмоприймачі електровоза поїзда дорівнює

$$U_{\text{сеп}} = U_0 - \Delta U'_{\text{сеп.ТП}} - \Delta U''_{\text{сеп.ТП}} - \Delta U_{\text{сеп.ТМ}}, \quad (8.8)$$

де  $U_0$  – напруга холостого ходу на шинах тягової підстанції;

$\Delta U'_{\text{сеп.ТП}}$  – середнє зниження напруги на шинах постійного струму підстанції, викликане її тяговим навантаженням;

$\Delta U''_{\text{сеп.ТП}}$  – середнє зниження напруги на шинах постійного струму підстанції, викликане її нетяговим навантаженням;

$\Delta U_{\text{сеп.ТМ}}$  – середня втрата напруги в тяговій мережі від шин підстанції до поїзда.

Окремі елементи системи електропостачання, які обумовлюють ті чи інші значення втрат у виразі (8.8), виділені на рис. 8.7.

Також слід зазначити, що, зважаючи на існування двох плечей живлення з тягової підстанції, величина напруги в цих плечах буде суттєво різною. Різниця в рівнях напруги в плечах живлення може досягати кількох кіловольт.

Для визначення плеча живлення тягової підстанції, у якому напруга буде меншою без побудови векторної діаграми, вводяться поняття «випереджувальної» та «відставальної» фаз. Під «випереджувальною» розуміють ту фазу, яка йде першою по ходу прийнятого обертання векторів (проти годинникової стрілки). Інша фаза називається «відставальною». Можливі три варіанти поєднання фаз, напруги яких подаються на плечі живлення тягової підстанції:  $A-C$ ,  $B-A$ ,  $C-B$  (рис. 8.8).

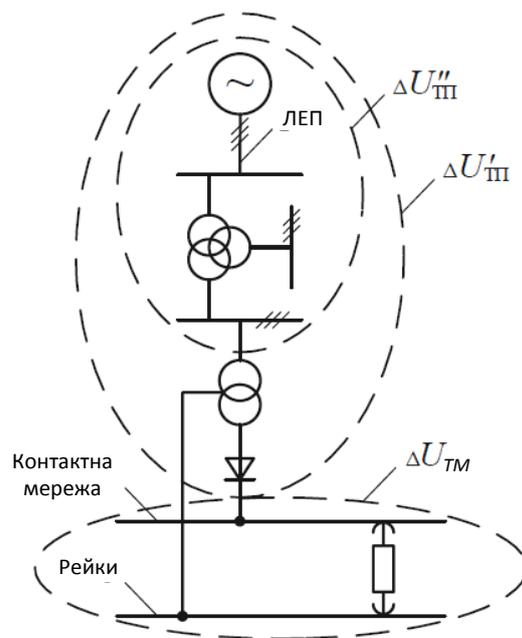


Рис. 8.7. Елементи системи електропостачання, які обумовлюють втрати напруги

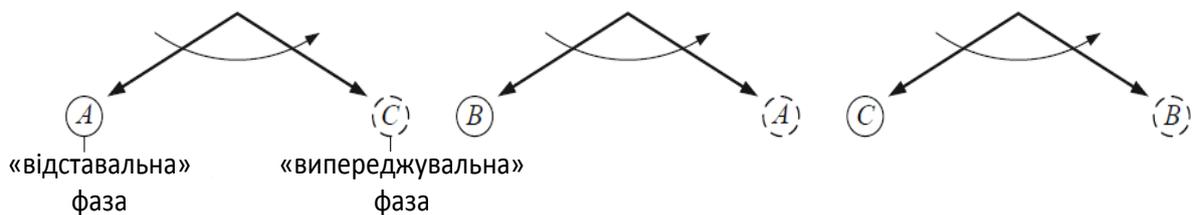


Рис. 8.8. «Випереджувальна» та «відставальна» фази в плечах живлення тягової підстанції

Перші фази у вказаних варіантах будуть «відставальними». На плечі живлення тягової підстанції, на яке подається напруга «відставальної» фази, втрата напруги, як правило, більша, а рівень напруги відповідно нижчий.

## 9. Несиметрія струмів і напруг

### 9.1. Причини виникнення несиметрії струмів і напруг

З точки зору енергосистеми електричний локомотив змінного струму 25 кВ являє собою чисто однофазне навантаження, до того ж великої потужності [5,7,16,17]. Тягова підстанція змінного струму має, як правило, два плеча живлення. На кожне плече подається напруга тієї чи іншої фази живильної системи. Таким чином, кожна тягова підстанція підключена до трифазної мережі, живить тільки два однофазні навантаження. Тому створювані електричною тягою навантаження в трифазній електричній мережі  $I_A, I_B, I_C$  не є симетричними, тобто в окремих її фазах протікають різні струми (рис. 9.1). Різні струми у фазах ЛЕП при її однакових опорах  $Z_A, Z_B, Z_C$  призводять до різних втрат і рівнів напруги в них, тобто до *несиметрії напруги*, що підводиться до трифазних приймачів електроенергії.

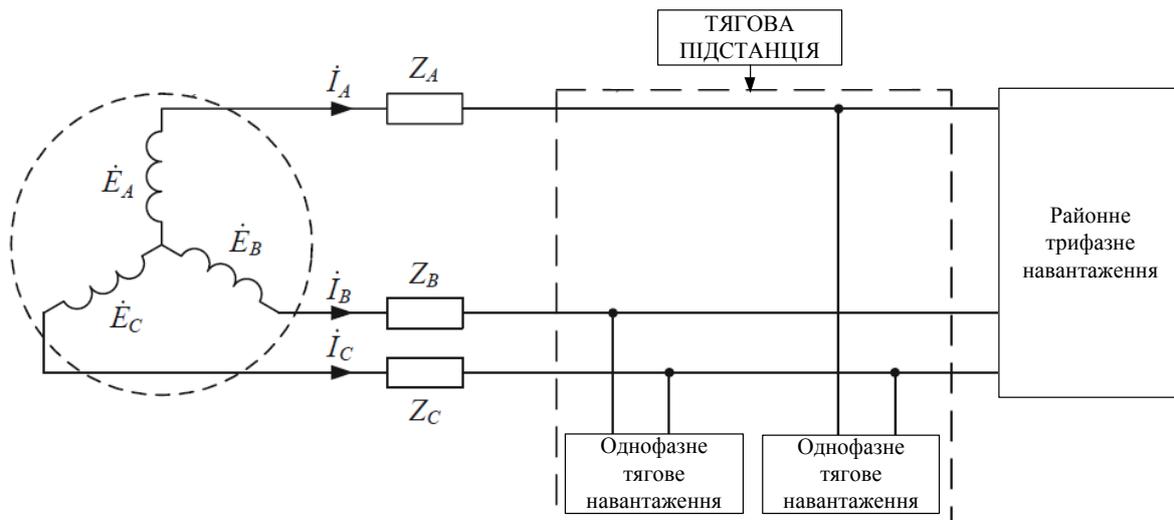


Рис. 9.1. Схема живлення тягового навантаження та районного трифазного навантаження від енергосистеми

Основне завдання, що вирішується при проектуванні схеми живлення тягової мережі, – вирівнювання навантаження фаз енергосистеми.

У відповідності з термінологією, прийнятою в теоретичній електротехніці, під трифазною мережею розуміється сукупність

однофазних кіл, з яких вона складається. Якщо комплексні опори всіх фаз однакові  $Z_A, Z_B, Z_C$ , то така трифазна система називається симетричною, в іншому випадку – несиметричною. Якщо в трифазному колі всі е.р.с., напруги і струми по фазах рівні між собою і зміщені на  $120^\circ$ , то такі системи називають симетричними. У протилежному випадку, якщо модулі однойменних величин не дорівнюють одне одному, або кути між цими величинами не дорівнюють  $120^\circ$ , то такі системи називаються несиметричними.

Як відомо, симетрична система напруг може бути представлена трьома рівняннями:

$$\begin{aligned} U_A &= U_m \sin(\omega t + \psi_0); \\ U_B &= U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 120^\circ); \\ U_C &= U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 240^\circ), \end{aligned} \quad (9.1)$$

де  $\psi_0$  – початкова фаза напруги  $U_A$ .

Шляхом представлення даних рівнянь символічним методом отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= U e^{j\psi_0} = \dot{U}; \\ U_B &= U e^{-j120^\circ}; \\ U_C &= U e^{-j240^\circ}; \end{aligned} \quad (9.2)$$

де  $e^{j120^\circ}$  – комплексний множник:  $e^{j120^\circ} = e^{j-240^\circ} = a$ ,  $e^{j240^\circ} = e^{j-120^\circ} = a^2$ .

Тоді вирази (9.2) для симетричної системи напруг можна записати так:

$$\dot{U}_A = \dot{U}, \quad \dot{U}_B = a^2 \dot{U}, \quad \dot{U}_C = a \dot{U}. \quad (9.3)$$

Виходячи з методу симетричних складових будь-яка несиметрична трифазна система може бути розкладена на три симетричні складові: прямої, зворотної і нульової послідовності, які можуть бути зображені трьома системами векторів.

Кожна фазна напруга несиметричної системи в загальному випадку може бути представлена такими трьома рівняннями:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_A &= \dot{U}_{A(1)} + \dot{U}_{A(2)} + \dot{U}_{A(0)}; \\
\dot{U}_B &= \dot{U}_{B(1)} + \dot{U}_{B(2)} + \dot{U}_{B(0)}; \\
\dot{U}_C &= \dot{U}_{C(1)} + \dot{U}_{C(2)} + \dot{U}_{C(0)},
\end{aligned}
\tag{9.4}$$

де  $\dot{U}_{A(1)}, \dot{U}_{A(2)}, \dot{U}_{A(0)}$  – напруги прямої, зворотної і нульової послідовності для фази  $A$ ,

$$\begin{aligned}
\dot{U}_{A(1)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); \\
\dot{U}_{A(2)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C); \\
\dot{U}_{(0)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C).
\end{aligned}
\tag{9.5}$$

Аналогічні вирази можна записати і для несиметричної системи струмів:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{A(1)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a\dot{I}_B + a^2\dot{I}_C); \\
\dot{I}_{A(2)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a^2\dot{I}_B + a\dot{I}_C); \\
\dot{I}_{(0)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C);
\end{aligned}
\tag{9.6}$$

Оцінювання несиметрії струмів і напруг у трифазних мережах виконується за допомогою *коефіцієнтів несиметрії струмів або напруг*.

Коефіцієнт несиметрії струмів визначається співвідношенням струмів зворотної послідовності і струмів прямої послідовності [7,16]. Якщо відсутні струми зворотної послідовності, то коефіцієнт несиметрії дорівнює 0, тобто несиметрія відсутня:

$$\alpha = \frac{I_2}{I_1}.
\tag{9.7}$$

Коефіцієнт несиметрії  $\alpha$  залежить від співвідношення  $I_{лів}$  та  $I_{прав}$ .

Якщо ці струми рівні, несиметрія мінімальна  $\beta = \frac{I_{лів}}{I_{прав}}$ , тоді для різних схем трансформатора маємо залежності, зображені на рис. 9.2.

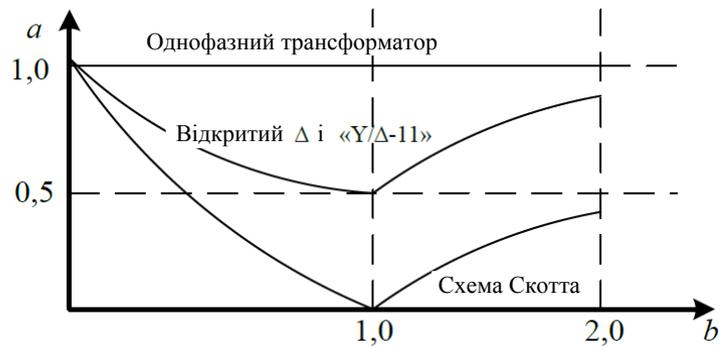


Рис. 9.2. Залежність коефіцієнта несиметрії струмів за зворотною послідовністю від співвідношення струмів плеч живлення

Існує два способи побудови схем живлення на основі трансформаторів і з'єднань їх обмоток:

1) повна відсутність симетрування навантаження в межах одного живильного пристрою або часткове симетрування навантаження через особливості конструкції живильного пристрою. Для більш якісного симетрування застосовується розподіл навантаження по фазах шляхом підключення навантажень до різних фаз живильної лінії, що потребує певного розташування живильних пристроїв і певного чергування їх підключення до живильної мережі. До таких способів відносять схеми з живленням від однофазних і трифазних трансформаторів. Теоретичні розрахунки та багаторічний досвід експлуатації показують, що вони не можуть повністю забезпечити симетрію навантаження енергосистеми;

2) здійснення повного симетрування в межах одного пристрою особливої конструкції шляхом рівномірного розподілу електричної енергії, яка споживається однофазним навантаженням по фазах живильної мережі. Такі способи реалізують схему Скотта шляхом створення плечей живлення зі зсувом фаз напруг, що дорівнює  $\pi/2$ . Порівнюючи графіки залежності коефіцієнта несиметрії струмів (рис. 9.2), стає зрозумілим, що схеми Скотта можуть створювати 100-процентну симетрію при рівномірному завантаженні плечей живлення тягової мережі.

Для спрощення конструкції на практиці вітчизняних залізниць використовується перший метод симетрування навантаження.

## 9.2. Негативні наслідки несиметрії струмів і напруг

Як відомо з теорії роботи електричних машин, несиметричне навантаження генераторів призводить до підвищеного нагріву їхніх обмоток і сталі статорів і роторів. Крім того, у цих умовах спостерігається збільшена вібрація окремих частин машини. Все це може призвести до порушення нормальних умов її роботи і зменшення тривалості роботи генератора з номінальним навантаженням, причому незначне збільшення несиметрії струмів призводить до дуже суттєвого зменшення тривалості роботи з номінальним струмом. Так, якщо при відносному коефіцієнті несиметрії струмів 0,08 генератор з номінальним струмом може працювати тривалий час, то при несиметрії 0,12 тільки 10 хв, а при несиметрії 0,28 хв лише 3 хв. Додатковий нагрів обмоток ротора генератора можна пояснити за допомогою рис. 9.3.

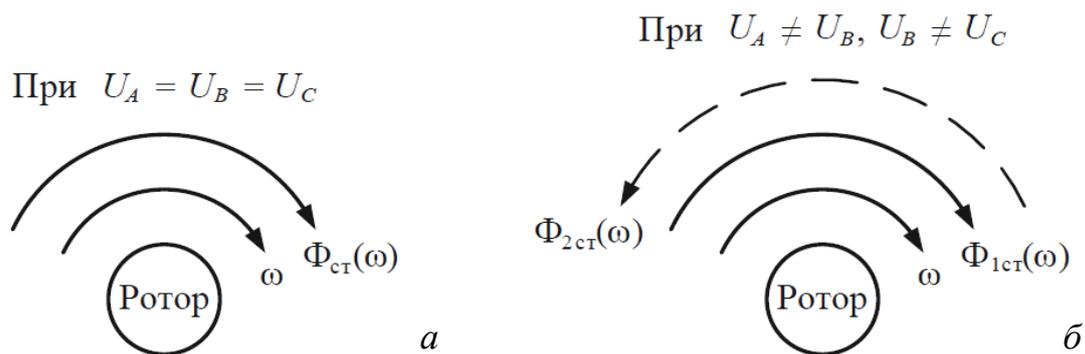


Рис. 9.3. Напрямок обертання ротора і магнітного поля статора при симетричному (а) і несиметричному (б) навантаженні фаз генератора

На наведеному рисунку умовно показані напрямки обертання ротора з кутовою швидкістю  $\omega$  і магнітного поля статора синхронного генератора при симетричному і несиметричному навантаженні його фаз. У першому випадку швидкість обертання ротора і магнітного потоку статора  $\Phi_{ст}$  збігаються і спрямовані узгоджено. Тому в обмотці ротора струм від магнітного потоку  $\Phi_{ст}$  не наводиться. При несиметричному навантаженні фаз генератора магнітний потік статора представлений магнітним потоком, обумовленим струмом прямої послідовності  $\Phi_{1ст}(\omega)$ , і магнітним

поток статора, обумовленим струмом зворотної послідовності  $\Phi_{2ст}(\omega)$ , що обертається зустрічно відносно ротора (рис. 9.3, б). Цей магнітний потік створює в обмотці ротора струм, який викликає її додатковий нагрів. Для турбогенераторів допустиме значення відносного коефіцієнта несиметрії струмів становить 5 %, для гідрогенераторів 10 %.

Розглянемо вплив несиметрії напруг на роботу трифазних асинхронних двигунів, які є основними споживачами електричної енергії в усіх галузях господарства. Несиметрія напруг призводить до зменшення максимального моменту двигуна і збільшення його нагріву.

При симетричній трифазній системі напруг в асинхронному двигуні створюється оберտальне магнітне поле з постійною величиною потоку. При несиметричній системі напруг магнітне поле може бути розкладено на два, що обертаються в різні боки у відповідності з симетричними складовими напруг прямої і зворотної послідовностей. Обидва поля створюють свої обертальні моменти, що діють у протилежних напрямках.

Максимальний крутний момент асинхронного двигуна пропорційний квадрату напруги на його затискачах. Тому приблизно загальний крутний момент  $M$  визначають як різницю двох моментів  $M = M_1 - M_2$ ;  $M_1$  пропорційний квадрату напруги прямої послідовності,  $M_2$  – квадрату напруги зворотної послідовності.

Оскільки напруга прямої послідовності близька до номінальної  $U_H$ , то  $M_1 = cU_H^2$ , тут  $c$  – коефіцієнт пропорційності, що залежить від постійних машини. Момент  $M_2 = cU_2^2 = c(K_{2U} U_H)$ , де  $K_{2U}$  – коефіцієнт несиметрії напруг. Отже,

$$M = M_1 - M_2 = cU_H^2(1 - K_{2U}^2). \quad (9.8)$$

З цієї формули випливає, що якщо  $K_{2U} = 0,1$  (тобто 10 %, а зазвичай допускається значно менша несиметрія), то зміна обертального моменту складе не більше 0,01 (тобто 1 %). Таким чином, практично існуючі значення коефіцієнта несиметрії напруг, які зустрічаються на практиці, не мають скільки-небудь помітного впливу на максимальний обертальний момент асинхронного двигуна.

На нагрів двигуна напруга зворотної послідовності має значно сильніший вплив. Пояснюється це тим, що опір зворотної послідовності асинхронного двигуна набагато менше від опору прямої послідовності, тому навіть при невеликій величині напруги зворотної послідовності струм, зумовлений ним, виходить більшим.

При одному і тому самому коефіцієнті несиметрії напруг кут між симетричними складовими прямої і зворотної послідовності однойменних фаз може бути різним. Для найгіршого випадку, коли в одній з фаз обмотки статора струми прямої і зворотної послідовностей співпадають за фазою, сумарний струм не повинен перевищувати номінальний. Тоді

$$I_1 + I_2 = I_H, \quad (9.9)$$

$$\text{де } I_2 = \frac{U_2}{Z_2} = \frac{K_{2U} U_H}{Z_2},$$

де  $Z_2$  – повний опір кола струму зворотної послідовності.

Опір зворотної послідовності близький за значенням опору кола короткого замикання  $Z_K$ . Приймавши, що  $I_2 \approx \frac{K_{2U} U_H}{Z_K} = K_{2U} I_K$  і підставивши цей вираз у вираз (9.9), отримаємо допустимий струм прямої послідовності

$$I_1 = I_H - K_{2U} I_K = I_H \left(1 - K_{2U} \frac{I_K}{I_H}\right). \quad (9.10)$$

Позначивши  $\frac{I_K}{I_H} = \beta$  і назвавши це відношення кратністю струму короткого замикання, отримаємо розрахункову формулу допустимого струму прямої послідовності

$$\frac{I_1}{I_H} = 1 - K_{2U} \beta. \quad (9.11)$$

Запропонована емпірична формула дає допустиме навантаження двигуна  $P_{\text{дон}}$  у вигляді

$$P_{\text{дон}} = P_H \frac{\sqrt{1 - K_{2U}^2 \beta^2}}{1 + K_{2U}^2 \beta^2}, \quad (9.12)$$

де  $P_H$  – номінальна потужність двигуна.

З формул (9.11) і (9.12) можна зробити висновок, що вже при невеликій несиметрії напруги може виявитися більш вигідним відключити одну фазу статора і змусити працювати двигун в однофазному режимі, при якому потужність може досягати 70-80 % номінального значення.

Для уявлення про те, як впливає несиметрія напруги на відносний строк служби асинхронного двигуна і зниження експлуатаційного ресурсу трансформатора наводяться відповідні залежності на рис. 9.4 і рис. 9.5.

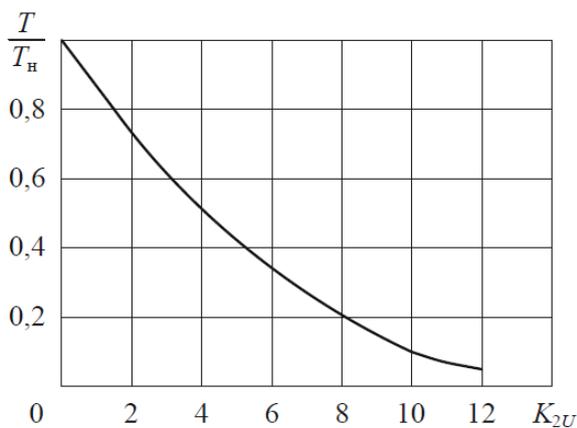


Рис. 9.4. Вплив несиметрії напруги на відносне зниження строку служби  $T/T_n$  (фактичного/номінального) асинхронного двигуна

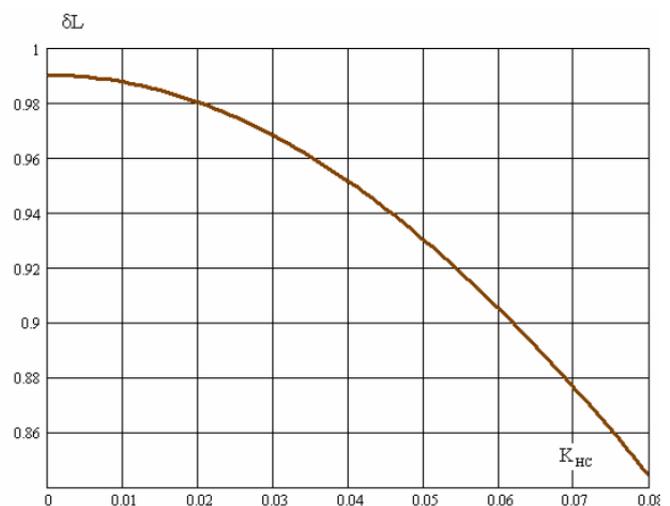


Рис. 9.5. Зниження експлуатаційного ресурсу трансформатора внаслідок несиметрії напруги

## 10. Регулювання напруги на тягових підстанціях

Для забезпечення високого і стабільного рівня напруги вживаються спеціальні заходи [18,19]:

- регулювання напруги за допомогою трансформаторів (шляхом вимірювання коефіцієнта трансформації);
- включення ємнісного навантаження, що викликає негативні втрати напруги в системі (установка поперечної компенсації реактивної потужності – синхронні двигуни і конденсаторні батареї);

- зменшення загального індуктивного опору включенням системи послідовних конденсаторних батарей (установка поздовжньої компенсації);

- підтримка більш стабільної напруги на тягових шинах підстанцій постійного струму, що здійснюється шляхом використання багатопульсних випрямлячів, керованих перетворювачів.

### **10.1. Регулювання напруги за допомогою трансформаторів**

Цей спосіб регулювання напруги використовується на тягових підстанціях постійного і змінного струму.

**Тягові підстанції постійного струму.** Для регулювання напруги обмотки трансформатора виконуються з відгалуженнями, приєднання до яких здійснюється спеціальним перемикачем без розриву ланцюга струму, що дозволяє забезпечити ступінчасте регулювання під навантаженням. Зазвичай це забезпечується у трансформаторах, що працюють у точках первинної мережі з різним рівнем напруги, що підводиться. У таких трансформаторах відгалуження виконують, як правило, на обмотках *вищої* напруги. Це дозволяє, змінюючи кількість витків первинної обмотки відповідно до зміни напруги мережі живлення, підтримувати напругу, близьку до постійної на вторинній стороні. Перемикання здійснюється контактним перемикачем, який приводиться в рух приводним механізмом – електродвигуном. Приводний механізм приходить у дію за командою від реле напруги. Щоб уникнути перемикань від випадкових короточасних змін напруги, у системі автоматики передбачається елемент, що забезпечує витримку часу.

Є також трансформатори з підмагнічуванням сердечників постійним струмом. Такі трансформатори дозволяють при незмінній первинній напрузі змінювати вторинну до 50 % номінальної. Перевагами такого способу є відсутність контактної способу перемикання, практично безінерційність дії, зручність автоматизації управління. До недоліків слід віднести збільшення витрати дефіцитних матеріалів, втрат енергії і витрат реактивної потужності. Найбільший ефект від застосування таких трансформаторів можна отримати в умовах, коли напруга схильна

до частих змін випадкового характеру, тобто в умовах, характерних для електричної тяги.

**Тягові підстанції змінного струму.** Напругу можна регулювати першим способом, якщо навантаження всіх трьох фаз однакове. Реально цього не існує, тому використовувати таку схему автоматики неможливо, оскільки при цьому способі напруга однієї з фаз може перевищувати допустимі межі. Для усунення зазначеного явища запропоновано схему автоматики, що реагує на напругу двох фаз (випереджувальної і третьої). У цьому випадку регулювання здійснюється на *первинній* стороні трансформатора залежно від рівня напруги на вторинній (тяговій) стороні. Однак це може призвести до неприпустимого підвищення напруги на третій районній обмотці.

Враховуючи той факт, що на залізниці застосовується схема живлення з паралельною роботою підстанцій на тягову мережу, у результаті нерівності напруги на вторинній стороні суміжних підстанцій, викликаного різними факторами, між підстанціями виникає зрівнювальний струм. Тягова мережа має реактивний опір, тому зрівнювальний струм буде мати в основному реактивну складову. Це призведе до зниження напруги на підстанції з підвищеною напругою і до її підвищення на підстанції зі зниженою напругою (яка живить навантаження з випереджувальним струмом).

Таким чином, зрівнювальний струм призводить безпосередньо тільки до розподілу реактивної складової навантаження. Отже, якщо змінити розподіл активного навантаження між суміжними підстанціями, наприклад збільшити навантаження лівої підстанції та зменшити правої, і підвищувати напругу на лівій підстанції (подібно до того, як це можна зробити у випадку підстанції постійного струму), то бажаного ефекту можна не отримати через перерозподіл лише реактивної частини навантаження. У зв'язку з цим виникає питання про доцільність пофазного регулювання і перехід на інші способи – компенсації.

На електрифікованих ділянках змінного струму для підтримання показників якості електричної енергії в допустимих межах застосовуються спеціальні заходи. Одним з таких заходів є *ємнісна компенсація*, яка залежно від того, як її елементи вмикаються відносно навантаження (паралельно чи послідовно),

розрізняють поперечну (паралельну) і повздожню (послідовну) ємнісну компенсацію (рис. 10.1).

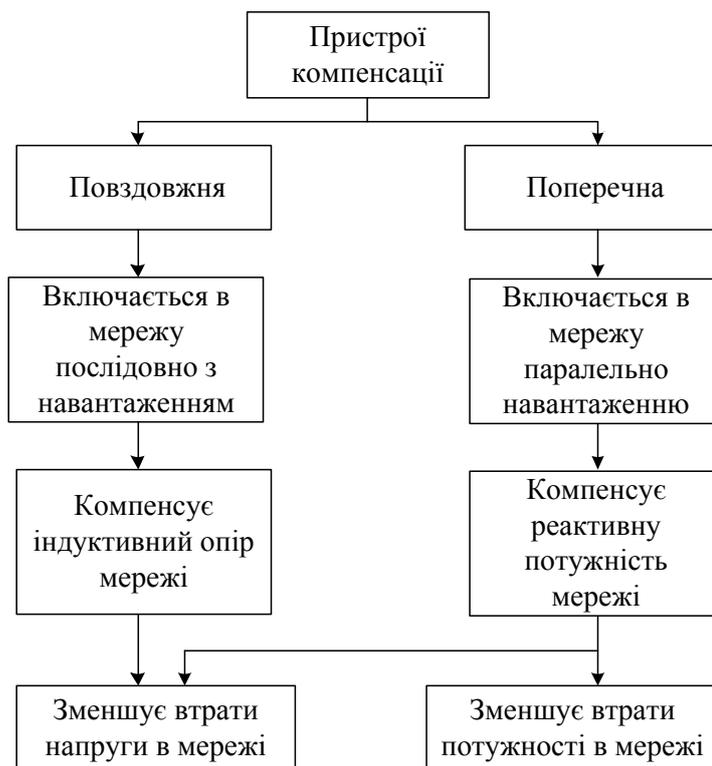


Рис. 10.1. Види пристроїв ємнісної компенсації

## 10.2. Повздожня та поперечна ємнісні компенсації

Напруга на струмоприймачі локомотива змінного струму змінюється внаслідок втрат у системі, трансформаторах підстанції і тяговій мережі, де основною є індуктивна складова опору.

Ідея повздожньої компенсації полягає в зменшенні індуктивного опору шляхом включення ємності *послідовно* з навантаженням.

Пристрої повздожньої компенсації, як правило, встановлюються на тягових підстанціях на стороні 27,5 кВ (рис. 10.2, а).

За відсутності повздожньої компенсації напруга з віддаленням від джерела живлення лінійно зменшується, досягаючи на навантаженні низького значення. У точці включення установки за рахунок падіння напруги на конденсаторі має місце стрибок напруги і напруга збільшується у схемі за установкою (рис. 10.3).

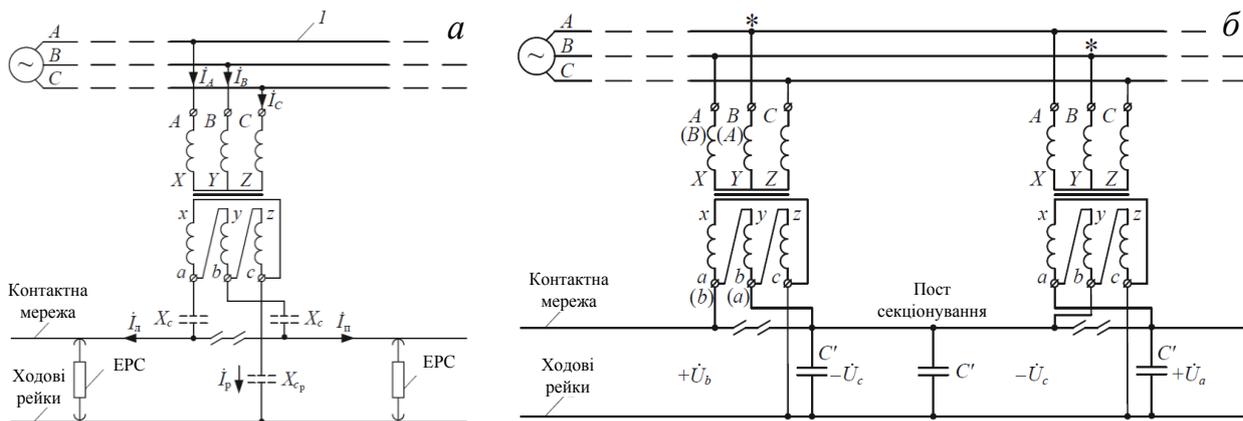


Рис. 10.2. Місця включення повздовжньої (а) і поперечної (б) компенсації

Батарею конденсаторів бажано встановлювати в плечі відставальної фази, оскільки в ній напруга нижча. У цьому випадку частково зберігаються властивості трифазної ємнісної компенсації і конденсатори працюють під більш низьким потенціалом.

Загальна перевага повздовжньої ємнісної компенсації як регулятора полягає в максимальній чутливості до зміни струму і безінерційності. Недоліком є необхідність мати велику потужність конденсаторів, а отже, високу вартість.

Крім установки повздовжньої ємнісної компенсації для регулювання напруги можна скористатися включенням ємнісного навантаження, що викликає негативні втрати напруги в системі за рахунок зміни реактивної потужності – *поперечної ємнісної компенсації*, шляхом установлення батарей конденсаторів, включених паралельно навантаженню.

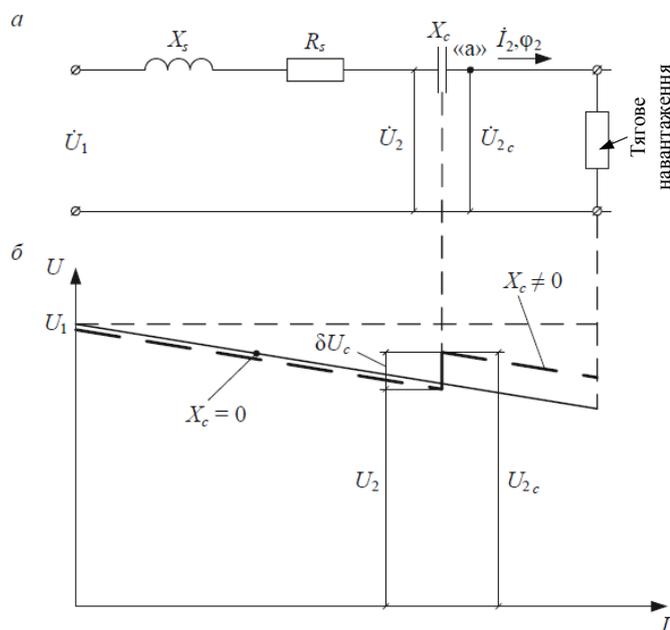


Рис. 10.3. Повздовжня ємнісна компенсація: а – схема заміщення; б – потенційна діаграма

Установки поперечної ємнісної компенсації встановлюються на стороні 27,5 кВ у двох точках: на тяговій підстанції і на посту секціонування (рис. 10.2, б).

Як відомо, існує три види потужності змінного струму:

- активна  $P$  ( $P=UI\cos\varphi$ ) – коли в активному опорі відбувається незворотне перетворення електричної енергії в інші види, наприклад у резисторі перетворення в теплову енергію, Вт;

- реактивна  $Q$  ( $Q=UI\sin\varphi$ ) – пов'язана з особливими властивостями електричної мережі змінного струму, коли відбувається безперервне коливання енергії електричного поля джерела і магнітного поля приймача, вар. Для індуктивного елемента реактивна потужність  $Q=UI=Q_L$ , оскільки  $\sin\varphi=\sin 90^\circ=1$ . Для ємнісного елемента реактивна потужність  $Q=-UI=-Q_C$ , оскільки  $\sin\varphi=\sin(-90^\circ)=-1$ ;

- повна потужність  $S$  ( $S=UI=\sqrt{P^2+Q^2}$ ) – максимально можлива потужність при заданих напрузі  $U$  і струмі  $I$ , В·А.

*Коефіцієнт потужності* – це відношення активної потужності  $P$  до повної потужності ( $\cos\varphi=P/S$ ), що показує, яка частина електроенергії незворотно перетворюється в інші види, і в особливості використовується на виконання корисної роботи.

Формули для потужностей можна отримати в комплексній формі:  $P=UI_a$ ;  $Q=UI_p$ ;  $S=P+jQ$ . Повна потужність з урахуванням потужності компенсації  $Q_k$  буде  $S=P+j(Q-Q_k)$  або  $UI_m=UI_a+j(I_p-I_k)$ , де  $I_m$  – струм мережі;  $I_a$ ,  $I_p$  – активний і реактивний струми навантаження;  $I_k$  – струм батареї конденсаторів (компенсаційний). Струм мережі можна визначити за виразом  $I_m=I_a+j(I_p-I_k)$ .

Для активного струму вираз для визначення потужності набуде вигляду

$$P=UI_a\cos\varphi_a=UI_a \text{ при } \cos\varphi_a=1, \varphi_a=0, \quad (10.1)$$

для реактивного

$$P=UI_p\cos\varphi_p=0 \text{ при } \cos\varphi_p=0, \varphi_p=\pi/2. \quad (10.2)$$

Зазначені струми і напруги можна представити у вигляді векторної діаграми, наведеної на рис. 10.4. Параметром установки є величина компенсаційного струму  $I_k$ .

Ефект пристрою паралельної компенсації полягає в такому. Нехай струм мережі виявився меншим від струму навантаження, тобто  $I_M < I$ . Зменшення струму мережі призводить до зменшення втрати потужності:

$$\Delta P_c = I_M^2 R_M, \quad (10.3)$$

$$\Delta U_c = I_M Z_M. \quad (10.4)$$

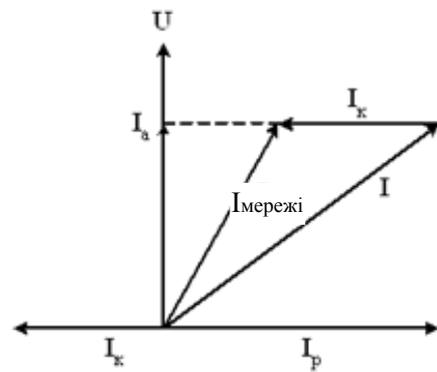


Рис. 10.4. Векторна діаграма за наявності батареї конденсаторів

Втрати потужності і напруги будуть найменшими, коли  $Q_c = 0$  (при  $Q_k = Q$ ),  $I_c = I_a$ ,  $\varphi_c = 0$ .

Ефективність установки поперечної компенсації з'являється в результаті зменшення потоків реактивної потужності в мережах (покращення коефіцієнта потужності), що призведе до зменшення струму навантаження та втрат від нього; симетрування навантаження в трифазній мережі; фільтрації вищих гармонійних складових.

Зовнішній вигляд установок повздожньої та поперечної ємнісної компенсації наведено на рис. 10.5.



*a*



*б*

Рис. 10.5. Установки повздожньої (*a*) і поперечної (*б*) ємнісної компенсації

### 10.3. Сучасні засоби поліпшення якості електричної енергії

У якості виконавчих елементів для поліпшення якості електричної енергії та управління режимами можуть використовуватися такі пристрої [19-22]:

- регульовані установки поперечної компенсації реактивної потужності (РПКРП);
- регульовані установки повздожньої компенсації (РУПК);
- блоки автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ):
- надпровідникові індуктивні накопичувачі енергії (НІНЕ);
- ємнісні накопичувачі енергії (ЄНЕ);
- активні кондиціонери гармонік (АКГ);
- регульовані вольтододаткові трансформатори (ВДТ);
- синхронні і асинхронізовані генератори установок розподіленої (власної) генерації, забезпечені пристроями автоматичного регулювання збудження.

На рис. 10.6 показано місця встановлення зазначених пристроїв у системі тягового електропостачання. Звісно, розміщення всього комплексу можливих пристроїв на кожній тяговій підстанції і посту секціонування неприйнятне та недоцільне з економіко-технологічних міркувань, оскільки більшість з них дублюють один одного.

Основні завдання, які вирішуються за допомогою перерахованих пристроїв, можуть бути сформульовані так:

- 1) стабілізація рівня напруги в тяговій мережі;
- 2) зменшення втрат електроенергії в тяговій мережі;
- 3) зниження відхилень напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ тягових підстанцій;
- 4) зниження несиметрії напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ тягових підстанцій;
- 5) зниження рівня несинусоїдальності кривих напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ ТП.

Основні напрямки використання пристроїв для вирішення сформульованих завдань наведені в табл. 10.1.

Нижче розглядаються схемотехнічні характеристики найбільш ефективних механізмів поліпшення якості електроенергії – регульованих установок повздожньої і поперечної ємнісної

компенсації, а також накопичувачів енергії. При цьому основна увага приділяється сучасним технологіям FACTS (Flexible alternative current transmission systems – гнучкі системи передачі енергії змінного струму).

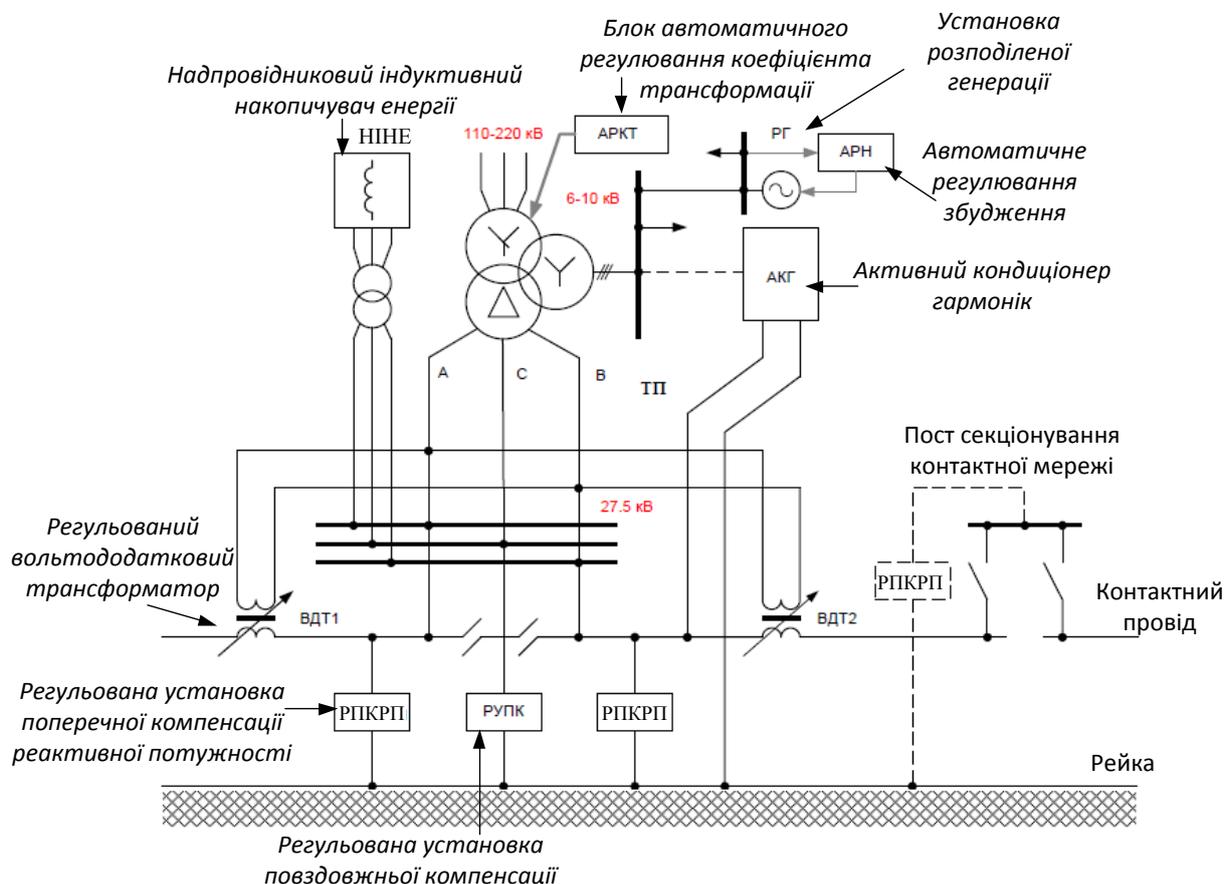


Рис. 10.6. Можливі місця встановлення пристроїв поліпшення якості електричної енергії

Пристрої *повздовжньої* ємнісної компенсації, що встановлюються на фідерах контактної мережі або у відсмоктувальних лініях, малопридатні для стабілізації напруги на шинах районних споживачів або на шинах автоблокування через специфіку їх дії.

Стабілізація напруги може бути досягнута установками *поперечної* ємнісної компенсації (реактивної потужності) (рис. 10.7, а). Більшість застосовуваних у наш час на залізницях пристроїв компенсації реактивної потужності є нерегульованими, у рідкісних випадках застосовується ступінчасте регулювання з дуже обмеженою кількістю ступенів. Використання регульованого джерела реактивної потужності може бути ефективним засобом стабілізації напруги на тягових шинах тягових підстанцій.

## Основні напрямки використання пристроїв

| Завдання, що вирішується   | Основні технічні засоби                         | Додаткові технічні засоби              |
|--|---|--|
| Стабілізація рівня напруги в тяговій мережі  | РПКРП на ТП,<br>РПКРП на ПС,<br>РУПК, ВДТ, АРКТ | НІНЕ, ЄНЕ, РГ з АРН                    |
| Зменшення втрат електроенергії в тяговій мережі                                      | РПКРП на ПС,<br>НІНЕ, ЄНЕ                       | РПКРП на ТП,<br>ВДТ,<br>РГ з АРН, АРКТ |
| Зниження відхилень напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ тягових підстанцій       | СПН, ЄНЕ,<br>РПКРП на ТП                        | РУПК, РГ з АРН                         |
| Зниження несиметрії напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ тягових підстанцій      | Пофазно керовані<br>РПКРП на ТП                 | -                                      |
| Зниження рівня несинусоїдальності кривих напруги на шинах 110-220 кВ і 6-10-35 кВ ТП | АКГ   | РУПК                                   |

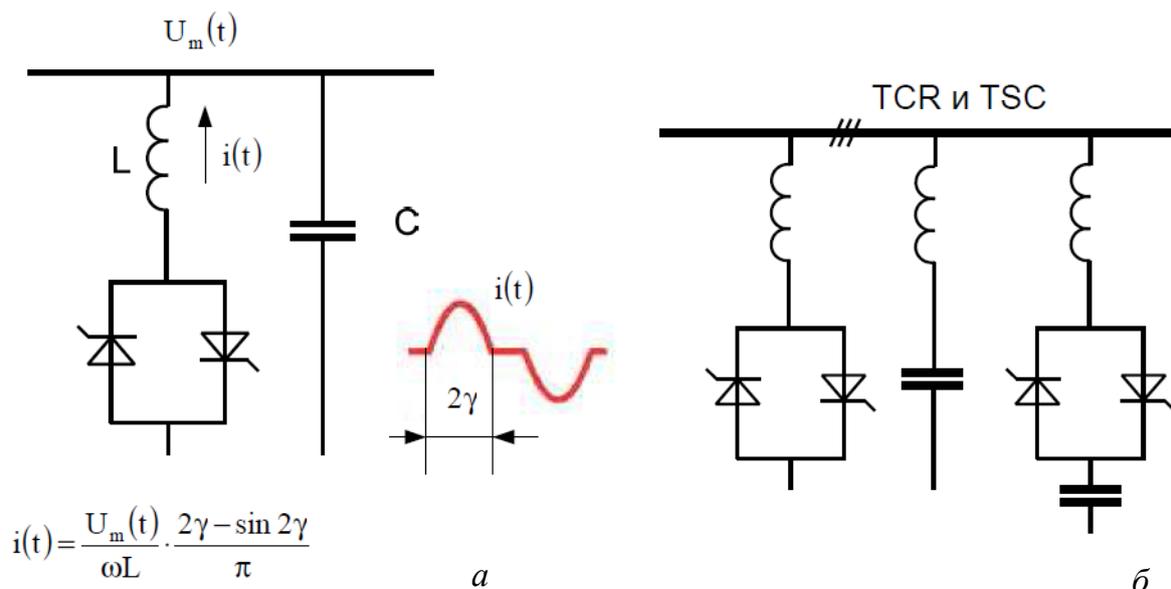


Рис. 10.7. Схема пристрою поперечної компенсації (а) та установки SVC (б)

Регульоване джерело реактивної потужності являє собою пристрій, здатний поглинати і повертати реактивну потужність, забезпечуючи сталість напруги. У потрібній точці електричної мережі підключається батарея конденсаторів, а паралельно їй - регульований пристрій, здатний компенсувати надлишкову реактивну потужність для підтримки постійного значення напруги в точці підключення (рис. 10.7, а). Індуктивність пристрою змінюється за рахунок використання тиристорів. Такі системи називаються SVC (Static VAR compensator). Для усунення можливих резонансів і зниження рівня генеруючих гармонік схему пристрою ускладнюють (рис. 10.7, б), включаючи в неї коло управління реактором TCR і коло ступінчастого підключення елементів конденсаторної батареї TSC. Установки SVC можуть проектуватися з урахуванням необхідності можливого поглинання реактивної потужності.

Сучасні FACTS – системи, що з'явилися в 90-х рр. XX ст. Передумовами їх розроблення послужила поява керованих електронних компонентів високої потужності – IGBT, GTO, IEGT. Найважливіша властивість FACTS – їх здатність поглинати або повертати реактивну потужність. У відповідності з такою структурою будуються сучасні пристрої повздожньої і поперечної компенсації. Поперечна компенсація – STATCOM (STATic synchronous COMpensator – статичний синхронний компенсатор) – у разі, коли напруга в точці підключення залишається постійною, поводить як компенсатор SVC. Однак у режимі обмеження потужності компенсатор STATCOM стає джерелом струму, тоді як компенсатор SVC набуває властивостей конденсатора (рис. 10.8, а). Для підвищення функціональних можливостей управління режимами не тільки за реактивною, але і за активною потужністю STATCOM може комплектуватися накопичувачем енергії (рис. 10.8, б).

Однофазні SVC, у тому числі для потреб електрифікованих залізниць, виготовляються, наприклад, компанією ABB (рис. 10.9).

Існують дослідження, які показують, що в тягових мережах найбільш ефективні *ємнісні та індуктивні накопичувачі енергії* (рис. 10.10, 10.11).

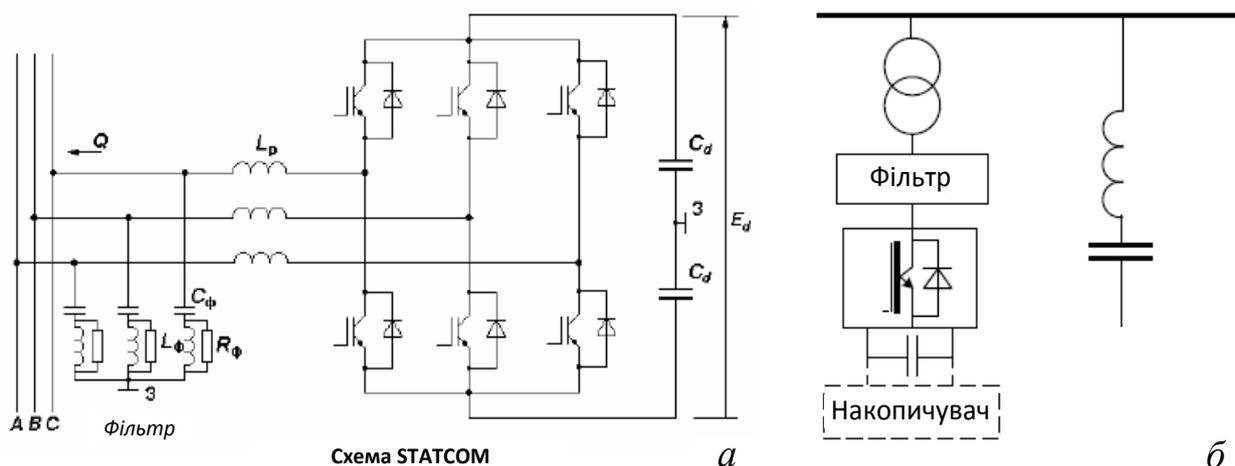


Рис. 10.8. Схема пристрою поперечної компенсації (а) та установки SVC (б)

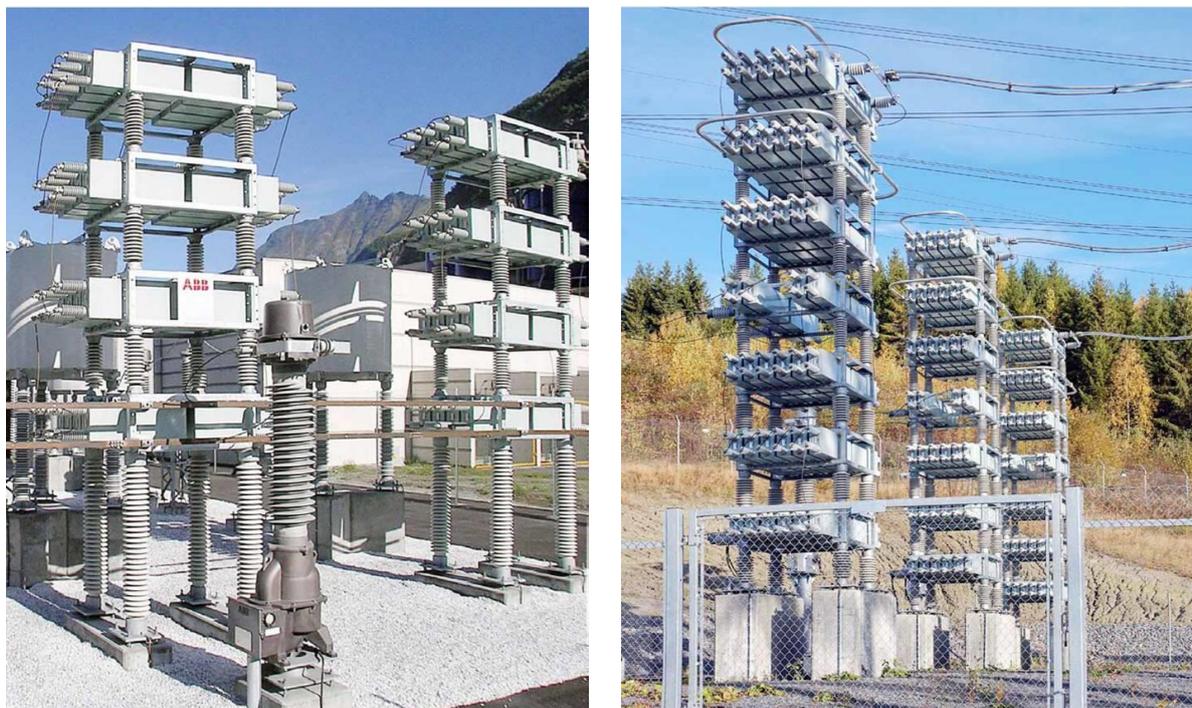


Рис. 10.9. Сучасні пристрої ємнісної компенсації мереж компанії ABB

На рис. 10.10 наведена схема ЄНЕ з розділеною ємністю. Для підвищення ККД заряду конденсатора використовується перетворювач, який працює за принципом електромагнітного дроселя. При цьому енергія з тягової мережі по черзі запасється в котушках 3 і 5, а потім через діоди 7 і 8 скидається в конденсатори

15 і 16. Збільшення струму котушки відбувається до заданого максимального значення, потім коло розривається тиристором 9 або 10, і струм змушений текти через конденсатор. Періодичність відкриття і закриття тиристорів вибирається блоком управління. Ємнісний елемент розділений на дві рівні частини з метою регулювання його напруги. Час зниження струму котушки в замкненому LC-контурі залежить від величини ємності конденсатора і напруги на ньому. Чим вище напруга і менше ємність, тим швидше відбувається зниження струму котушки.

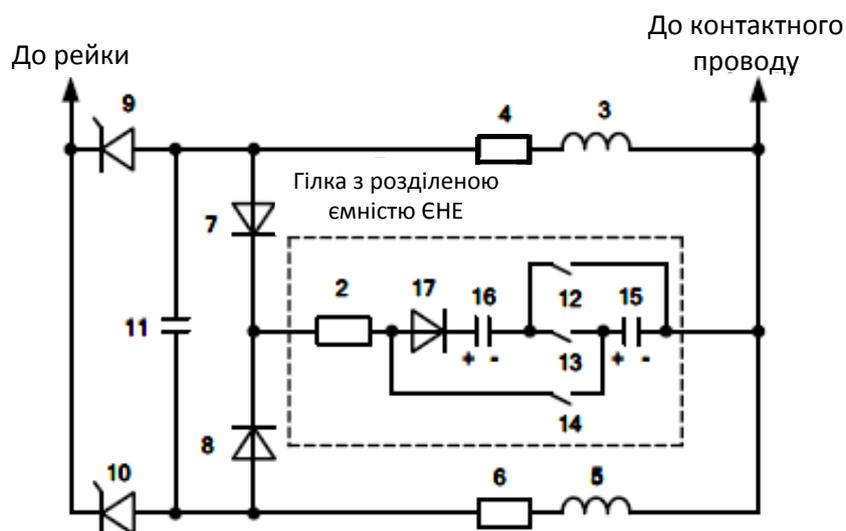


Рис. 10.10. Схема підключення ЄНЕ з розділеною ємністю до тягової мережі

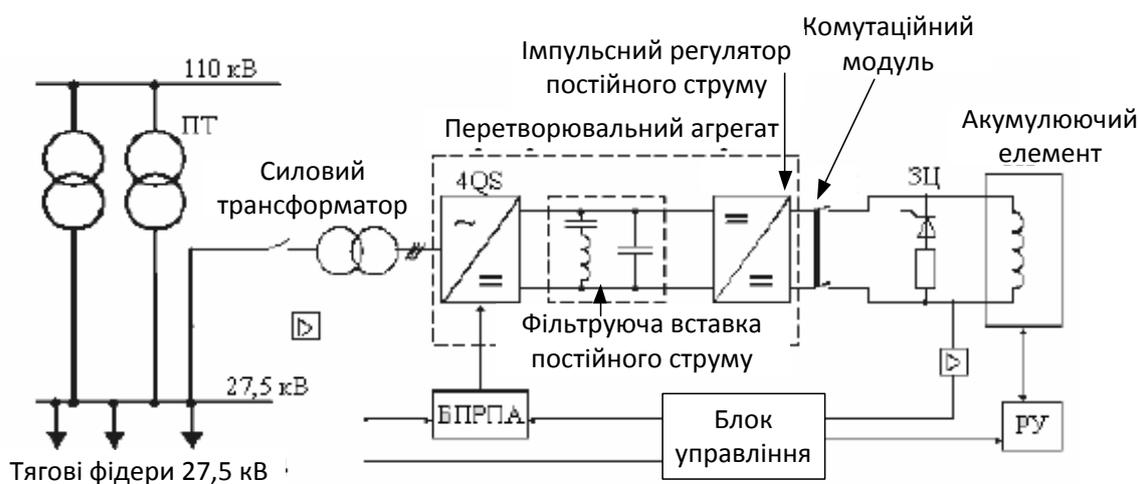


Рис. 10.11. Схема підключення надпровідного індуктивного накопичувача енергії

Одна з можливих схем підключення надпровідного індуктивного накопичувача енергії (НІНЕ) до системи тягового електропостачання залізниць показана на рис. 10.11.

Накопичувач підключається безпосередньо до шин тягової напруги 27,5 кВ. Акумуляуючий елемент через комутаційний модуль підключається до перетворювального агрегату, який складається з імпульсного регулятора постійного струму і чотириквadrантного регулятора 4QS, розділених контуром постійного струму з поглинаючою (фільтруючою) вставкою постійного струму. Далі перетворювальний агрегат через трифазну лінію підключається до силового трансформатора, який у свою чергу через роз'єднувач приєднаний до шин 27,5 кВ. Для забезпечення надпровідності провідника необхідні додаткові пристрої: спеціальні струмоводи, окремі кріокулери, вакуумний насос.

Блок управління виконує функції регулювання та захисту всіх вузлів конструкції. Режими заряджання і розряджання вибираються на основі показників датчиків. Важливою функцією блока управління є регулювання і вибір режимів роботи НІНЕ. Для ефективної роботи НІНЕ необхідно мати можливість регулювання потужності, що протікає через нього, залежно від зміни параметрів режиму роботи системи тягового електропостачання. При формуванні програмного забезпечення для мікропроцесорного блока управління в нього закладаються алгоритми трьох активних режимів роботи НІНЕ, які визначаються залежно від режиму системи електропостачання і часу доби: заряджання від тягової підстанції, заряджання від рекуперуючого рухомого складу, розряджання на тягове навантаження. В інший час НІНЕ знаходиться в режимі зберігання енергії.

***Зниження рівня несинусоїдальності кривих напруги.***  
Одним з найбільш ефективних засобів зниження несинусоїдальності є активні кондиціонери гармонік (рис. 10.12). Моделювання показує, що якщо в режимі без фільтрації коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої струму плеча тягової підстанції досягає, наприклад, 26 %, то підключення до АКГ призводить до зниження коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої струму до значення 5,3 %.

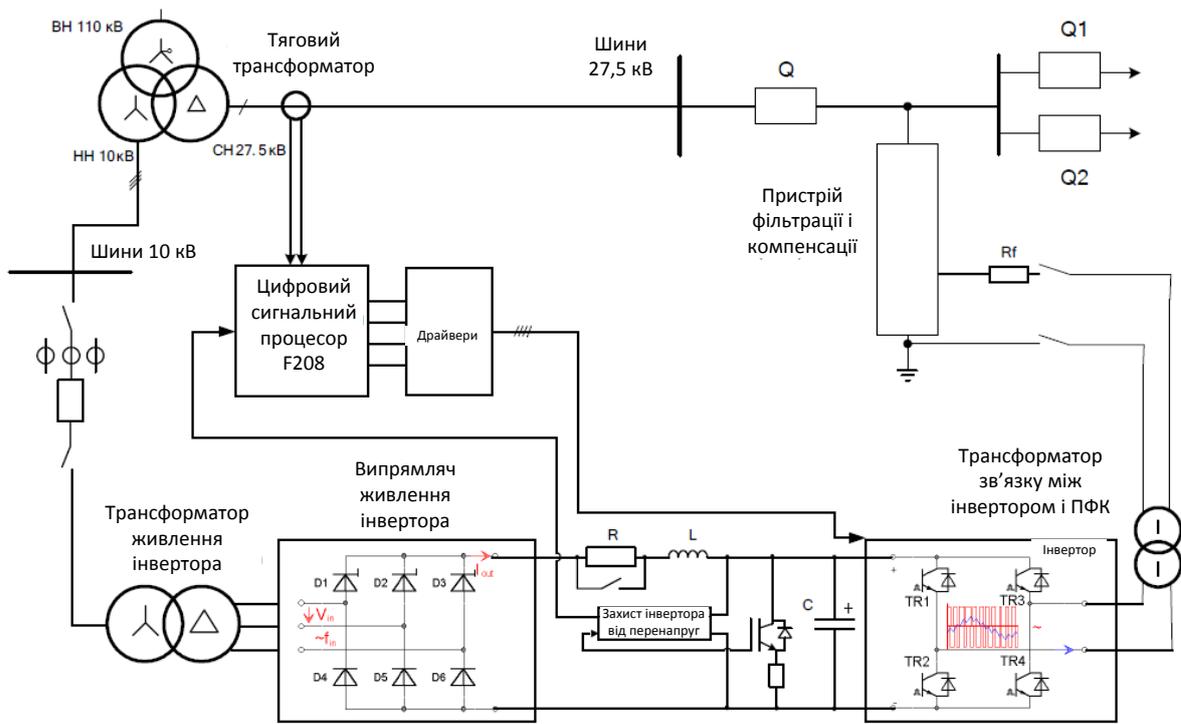


Рис. 10.12. Схема активного кондиціонера гармонік

*Вольтододаткові агрегати* в мережах змінного струму можуть реалізовуватися за схемою, показаною на рис. 10.6, а також при варіанті вольтододачкового трансформатора, схема якого показана на рис. 10.13, за рахунок яких можлива стабілізація напруги в тяговій мережі.

На сьогодні для вирішення проблем поліпшення електромагнітної сумісності випрямної установки з контактною мережею в тягових мережах постійного струму пропонуються варіанти використання *керованих вольтододаткових перетворювачів* (рис. 10.14).

Таким чином, зараз є технічні засоби, що дозволяють ефективно вирішувати складні завдання поліпшення якості електричної енергії.

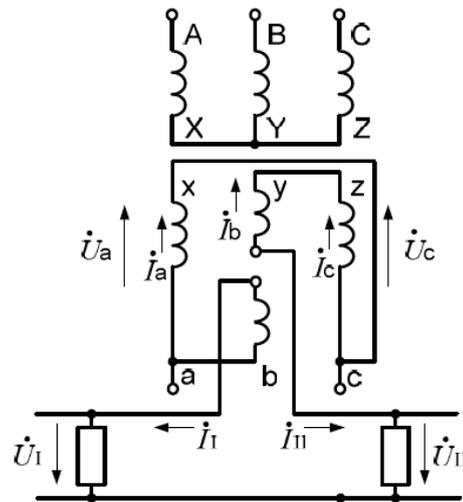


Рис. 10.13. Трансформатор з вольтододатковими обмотками

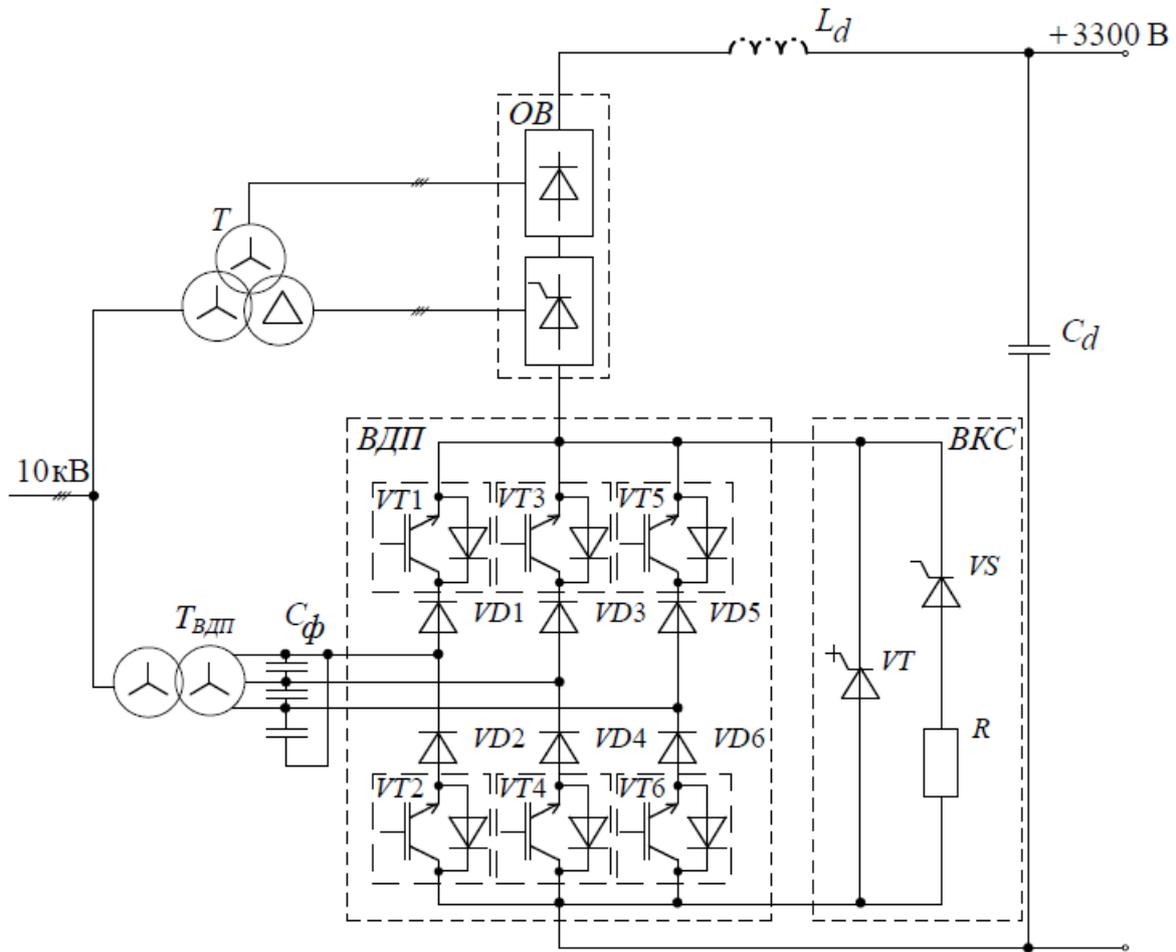


Рис. 10.14. Схема реверсивного широтно-регульованого вольтододаткового перетворювача на двоквADRантних двоопераційних ключах знакозмінної напруги з вузлом короткочасного струмообмеження, які приєднані до основного 12-пульсного випрямляча:

*ОВ* – основний фазокеруючий випрямляч; *T* – трансформатор *ОВ*;  
*L<sub>d</sub>C<sub>d</sub>* – вихідний фільтр; *T<sub>ВДП</sub>* – трансформатор вольтододаткового перетворювача; *ВДП* – вольтододатковий перетворювач;  
*C<sub>Ф</sub>* – вхідний фільтр ВДП; *VT1-VT6* – транзистори ВДП;  
*VD1-VD6* – діоди; *ВКС* – вузол короткочасного струмообмеження,  
*VT* – шунтуючий керований ключ; *VS* – тиристор вузла ВКС;  
*R* – струмообмежувальний резистор

## 11. Схеми живлення та розподілу електричної енергії на трансформаторних підстанціях

### 11.1. Головні схеми

*Електрична підстанція* – на ній відбувається перетворення електроенергії за напругою, частотою або родом струму.

*Трансформаторна підстанція (ТП)* – електрична підстанція, призначена для приймання, перетворення електричної енергії однієї напруги за допомогою трансформаторів і її розподілу.

*Розподільний пристрій (РП)* – електроустановка, призначена тільки для приймання і розподілу електроенергії на одній напрузі. Розподільний пристрій використовується в усіх ланках системи електропостачання:

- на електростанціях – для розподілу електроенергії, що виробляється генераторами;
- в електричних мережах – для приймання електроенергії по одних лініях і розподілу її для передачі по інших лініях;
- у споживачів – для розподілу електроенергії, що надходить, між приймачами.

Електричні схеми станцій і підстанцій повинні забезпечувати з'єднання їх окремих елементів просто, надійно і зручно. Також в умовах експлуатації підстанцій виникає необхідність зміни схеми при виведенні обладнання в ремонт, ліквідації аварій. Щоб можна було проводити зміни електричних схем і їхніх елементів, розробляють головні схеми [2,3,5].

*Головна схема* або *схема первинної комутації* – схема електричних з'єднань основного електрообладнання, до якого належать розподільні пристрої, силові та вимірювальні трансформатори, реактори, комутаційні апарати та з'єднуючі їх провідники.

Для головних схем підстанцій визначальними факторами є місце розташування підстанції в енергосистемі, її призначення, перероблювана на підстанції потужність і потужність, яка проходить через неї транзитом, кількість і потужність трансформаторів і відхідних ліній, рівні їх напруг, категорії споживачів, які живляться по цих лініях.

Основна класифікація головних схем наведена на рис. 11.1.



Рис. 11.1. Класифікація головних схем

Графічне зображення однолінійних схем значно простіше, тому наочність і запам'ятовуваність таких схем вищі. Однолінійні схеми складають для всієї електроустановки, але ті ділянки схеми, де між фазами є відмінності, зображують багатолінійними.

Перед тим як розглядати головні схеми, слід знати їх основні умовні графічні позначення (рис. 11.2) і функціональне призначення [23,44].

## 11.2. Трансформаторні підстанції

Для виконання вимог надійності та безпеки живлення залізничних споживачів (відповідно 1-ї і 2-ї категорії) здійснюється, як правило, трансформаторними підстанціями з двома трансформаторами, один з яких – резервний, а 3-ї категорії – однотрансформаторними підстанціями.

**Однолінійна схема однотрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ і вторинною 0,4 кВ** наведена на рис. 11.3. Підстанція отримує живлення по повітряній лінії 10 кВ. На вводі підстанції *W* встановлений роз'єднувач *QS* і запобіжник *FU1*, який захищає трансформатор *T* від струмів короткого замикання (к.з.) і тривалих перевантажень, небезпечних для трансформатора. Від атмосферних перенапруг, що набігають на підстанцію по повітряній лінії, вона захищена розрядником *FV*. РП-0,4 кВ має одинарну систему збірних шин, на яку напруга подається від трансформатора *T*. На вводі в РП-0,4 кВ встановлений рубильник *S1*, запобіжник *FU2* і трансформатор струму *TA*. Оскільки трансформатори струму можуть встановлюватися не у всіх фазах, то ця частина схеми показана в трифазному зображенні для запобігання непорозумінню. Нульовий провід від нейтралі

трансформатора до нейтральної шини N показують окремо. Від збірних шин 0,4 кВ відходять лінії споживачів, на яких встановлені рубильники (пакетні вимикачі) S2-S5 і запобіжники FU3-FU6.

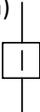
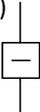
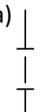
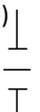
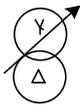
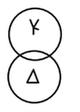
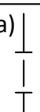
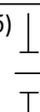
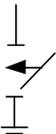
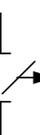
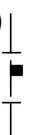
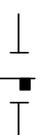
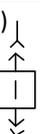
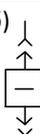
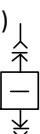
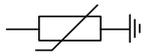
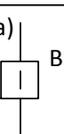
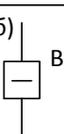
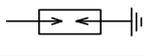
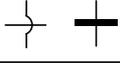
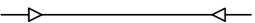
|   |  |  |   |
|---|--|--|---|
| Вимикач:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений   | а)  б)   | Автотрансформатор<br>триобмотковий   |         |
| Роз'єднувач:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений   | а)  б)   | Трансформатор<br>силовий<br>двообмотковий  |         |
| Заземлювальний ніж:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений  | а)  б)   | Трансформатор<br>силовий<br>триобмотковий  |         |
| Короткозамикач<br>вимкнений   |   | Дугогасильні реактори<br>а) без можливості<br>плавного регулювання;<br>б) з можливістю<br>плавного регулювання | а)  б)  |
| Від'єднувач:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений   | а)  б)   | Трансформатори<br>напруги:<br>двообмотковий і<br>триобмотковий   |       |
| Автоматичний<br>вимикач 0,4 кВ:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений  | а)  б)   | Високочастотний<br>загороджувач лінії<br>електропередачі   |    |
| Візок вимикача, що<br>викочується:<br>а) у робочому положенні<br>вимикач ввімкнений;<br>б) у робочому положенні<br>вимикач вимкнений;<br>в) у ремонтному положенні<br>вимикач ввімкнений;<br>г) у контрольному положенні<br>вимикач вимкнений | а)  б) <br>в)  г)  | Конденсатор зв'язку  |    |
| Візок роз'єднувача, що<br>викочується:<br>а) у робочому положенні;<br>б) у ремонтному положенні;<br>в) у контрольному положенні   | а)  б)  в)    | Обмежувач<br>перенапруг  |    |
| Вимикач навантаження:<br>а) ввімкнений<br>б) вимкнений  | а)  б)   | Розрядник  |    |
|   |  | Запобіжник 6-35 кВ   |    |
|   |  | Струмообмежувальні<br>реактори: одинарний і<br>здвоєний  |     |
|   |  | Реактори шунтуючі без можливості<br>регулювання і з можливістю<br>регулювання (керовані)                       |     |
|   |  | Синхронний компенсатор   |    |
|   |  | Трансформатор струму   |    |
|   |  | Перетин електричних кіл,<br>утворюючий контакт   |    |
|   |  | Перетин електричних кіл,<br>не утворюючий контакт  |    |
|   |  | Кабельна лінія в межах ПС  |    |

Рис. 11.2. Графічні позначення елементів електричних схем

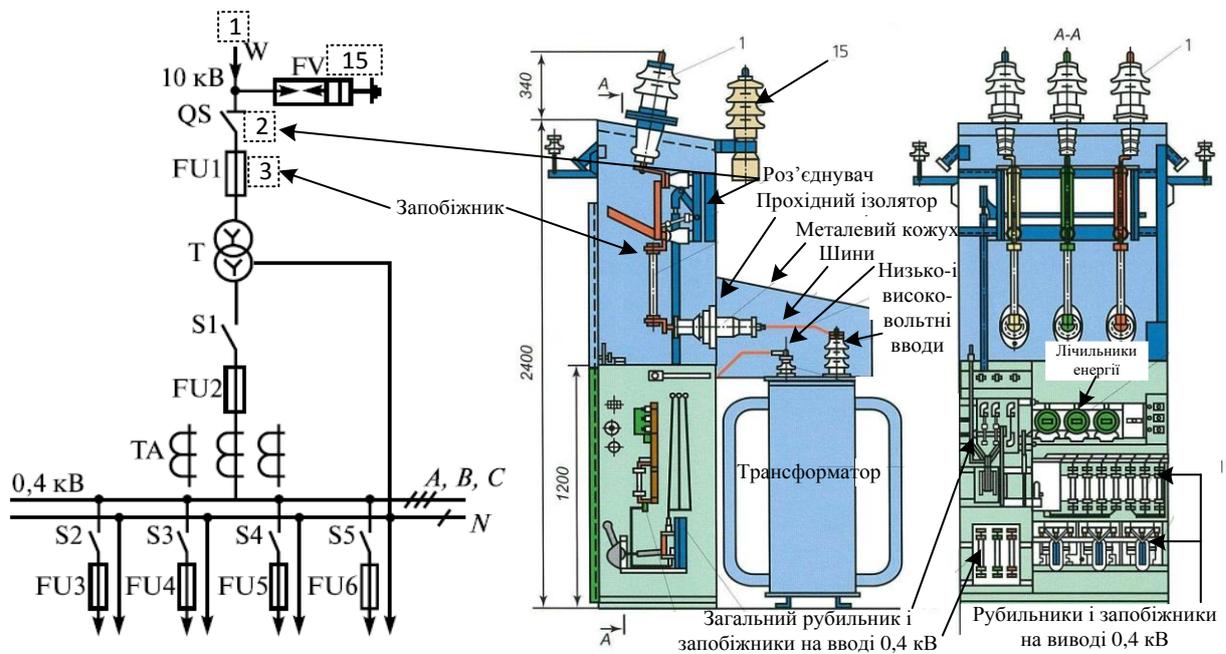


Рис. 11.3. Схема та внутрішнє улаштування комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

*Однолінійна схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ і вторинною напругою 0,4 кВ* показана на рис. 11.4. В РП-10 кВ підстанції прийнята одинарна секціонована на дві секції двома роз'єднувачами QS3 і QS4 система збірних шин. Вводи підстанцій W2 і W3 виконуються на вимикачах навантаження QW3 і QW4 із заземлювальними ножами. На вивідних лініях W1 і W4 і приєднаннях знижувальних трансформаторів встановлюють вимикачі навантаження QW1, QW2, QW5, QW6 в комплекті з запобіжниками FU2, FU3, FU4, FU5. При цьому запобіжники доцільно встановлювати перед вимикачами навантаження, рахуючи за напрямком струму. На вводах застосовуються вимикачі навантаження ВНЗ-16 із заземлювальними ножами, на лініях, що відходять, і трансформаторах – ВНПЗ-17. Для обліку електроенергії, що відпускається споживачам по лініях W1 і W4, передбачені лічильники, що підключаються до трансформаторів струму ТА 1 і ТА2 і трансформаторів напруги TV1 і TV2, які під'єднуються до шин через роз'єднувачі QS2 і QS5 з заземлювальними ножами типу РВЗ-10. Захищаються від струмів к.з. TV1 і TV2 запобіжниками FU1 і FU2. Заземлення кожної секції збірних шин передбачається заземлювальними роз'єднувачами QS1 і QS6 типу РВ-10. За

наявності повітряних ліній 10 кВ повинно бути передбачене встановлення розрядників РВО-10, що підключаються до секцій шин через роз'єднувачі QS2 і QS5 і встановлюваних у ячейках трансформаторів напруги.

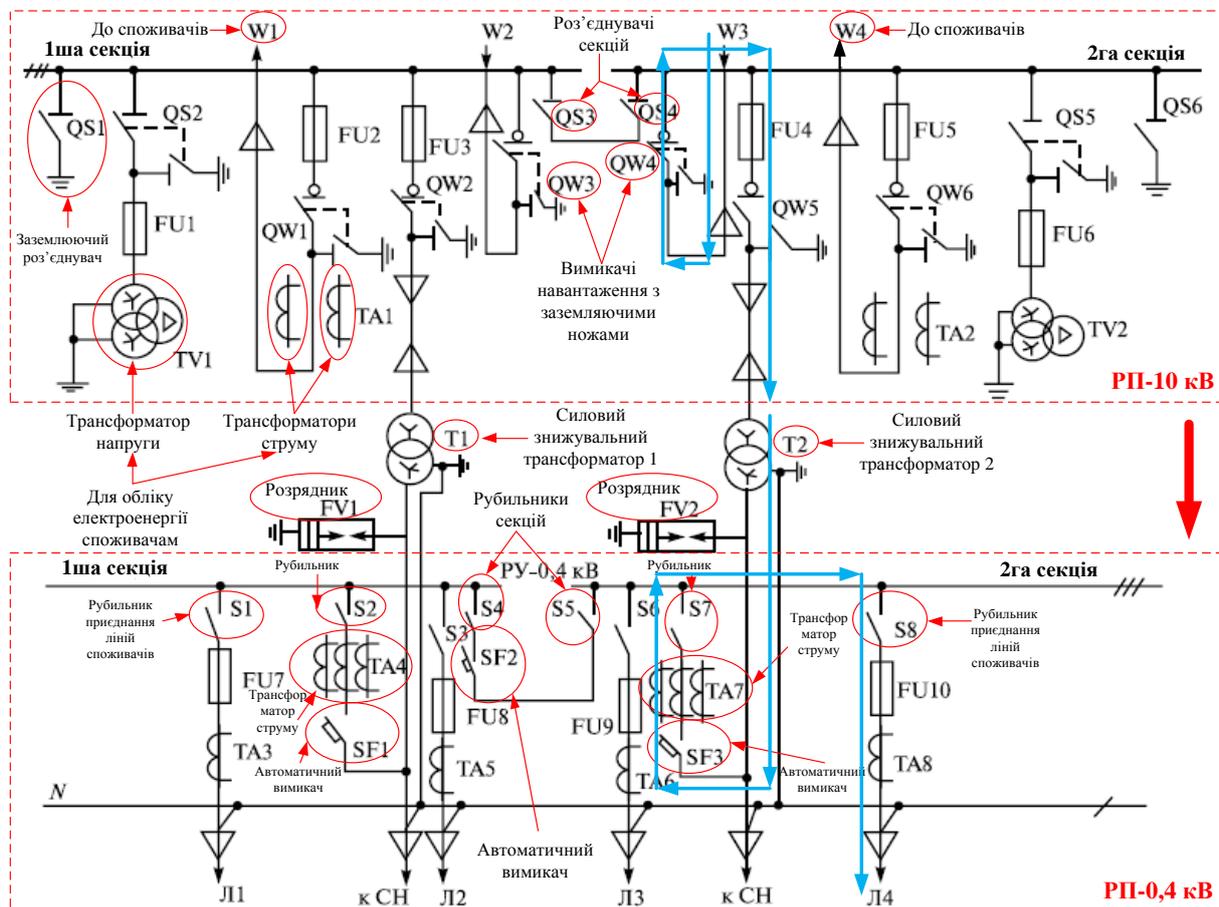


Рис. 11.4. Схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ

Розподільний пристрій 0,4 кВ виконується зі щитів серії ЩО-70, які залежно від призначення комплектуються різними апаратами, розрахованими на широкий діапазон струмів. В РП-0,4 кВ прийнята одинарна секціонована автоматичним вимикачем SF2 і рубильниками S4 і S5 на дві секції система збірних шин. Живлення кожної секції здійснюється від свого трансформатора T1 і T2, підключеного до шин через автоматичні вимикачі SF1 і SF3 і рубильник S2 і S7. До трансформаторів струму TA4 і TA7 підключаються амперметри і лічильники активної і реактивної енергії. При роздільній роботі секцій шин передбачено

автоматичне ввімкнення резерву (АВР), яке здійснюється ввімкненням межсекційного автоматичного вимикача SF2 (нормально він вимкнений) при відключенні трансформатора Т1 або Т2.

За відсутності АВР секціонування виконують рубильниками. Розрядники FV1 і FV2 типу РВН-0,5 для захисту трансформаторів від перенапруги встановлюють тільки за наявності повітряних ліній 0,4 кВ. У колі кожного приєднання ліній встановлюються рубильники S1, S3, S6, S8 і запобіжники FU7-FU10 (можливе застосування автоматичних вимикачів). До трансформаторів струму ТА3, ТА5, ТА6, ТА8 підключаються амперметри і, за необхідності, лічильники електроенергії. Живлення власних потреб (ВП) підстанції виконується від спеціальної шини, на яку воно надходить по вводах 0,4 кВ від трансформаторів Т1 і Т2. Конструкцію такої підстанції показано на рис. 11.5.

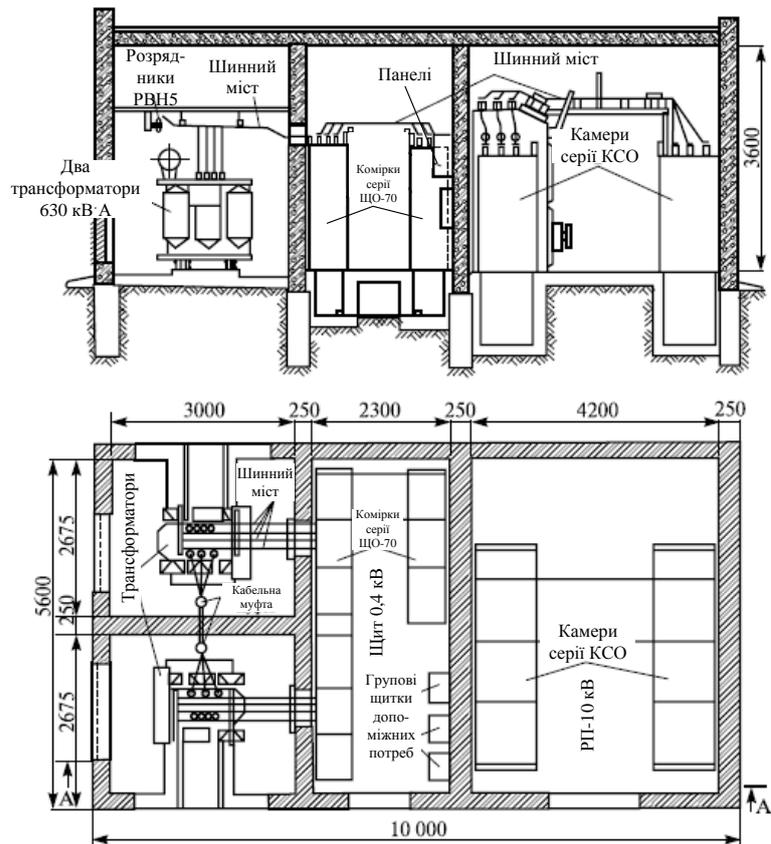


Рис. 11.5. Закрита двотрансформаторна підстанція з первинною напругою 10 кВ

**Однолінійна схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 35 кВ** наведена на рис. 11.6. Електроенергія подається на підстанцію по двох вводах W2 і W3 від районної або тягової підстанції і надходить на одинарну, секціоновану вимикачем Q5 систему збірних шин РП-35 кВ. На кожному вводі встановлені багатооб'ємні масляні вимикачі Q2 і Q3 типу С-35М-630 із вбудованими трансформаторами струму ТА4 і ТА6 типу ТВ-35. Для підключення лічильників комерційного розрахунку застосовують трансформатори струму ТА3 і ТА5. До ліній W2 і W3 вимикачі Q2 і Q3 підключаються лінійними роз'єднувачами з

двома заземлювальними ножами QS2 і QS3 типу РНДЗ-2-35 (РДЗ-2-35), а до секцій шин – шинними роз'єднувачами Р86 і Р87 типу РНДЗ-1-35 (РДЗ-1-35).

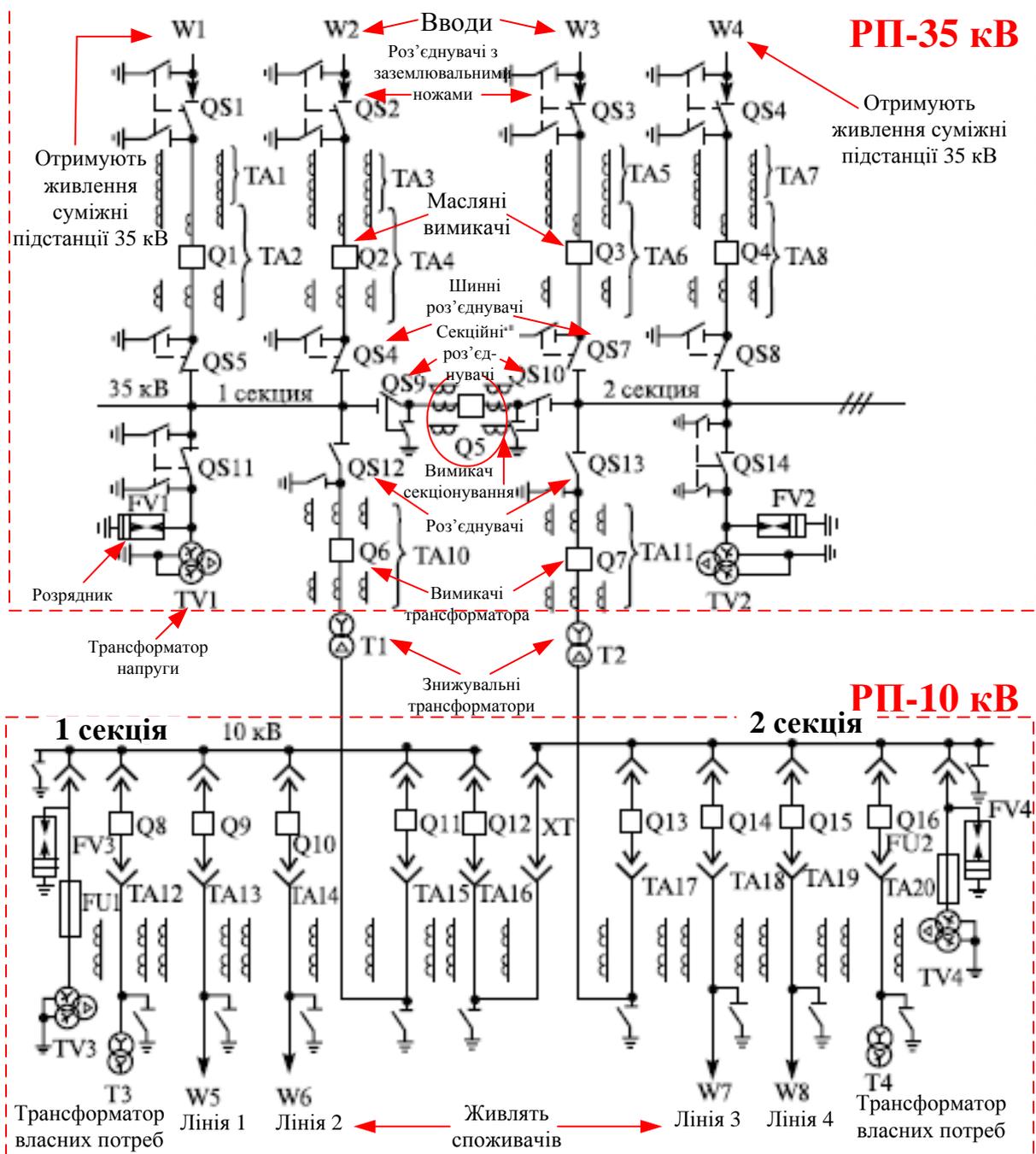


Рис. 11.6. Схема двотрансформаторної підстанції з первинною напругою 35кВ

Секційний вимикач Q5 підключається до секцій шин за допомогою секційних роз'єднувачів QS9 і QS10 типу РНДЗ-1-35

(РДЗ-1-35). Роз'єднувачі з двох боків вимикача вводу або секційного дозволяють забезпечити видимий розрив і відповідно безпеку виробництва ремонтних робіт на вимикачах і трансформаторах струму.

В окремих випадках через РП-35 кВ здійснюється транзит електроенергії – по лініях W1 і W4 отримують живлення суміжні підстанції 35 кВ. На лініях W1 і W4 встановлено таке саме обладнання, як і на W2 і W3.

До кожної секції РП-35 кВ підключається знижувальний трансформатор T1 і T2 через вимикачі Q6 і Q7 з вбудованими трансформаторами струму ТА10 і ТА11 і роз'єднувачі QS12 і QS13 з одним заземлювальним ножем, що дозволяє відокремити вимикач від секції при ремонті.

Трансформатори напруги TV1 і TV2 типу ЗНОМ-35 і розрядники FV1 і FV2 типу РВС-35 приєднуються до секцій шин через роз'єднувачі QS11 і QS14, які мають заземлювальні ножі для заземлення TV і FV при ремонті і ножі для заземлення секцій шин. Знижувальні трансформатори T1 і T2 можуть працювати як паралельно на шини РП-10 кВ, так і окремо (вимкнений секційний вимикач Q12) або по чергово (один у роботі, другий в резерві) з можливістю автоматичного ввімкнення резервного трансформатора (АВР).

Зовнішній вигляд типового РП-35 кВ наведено на рис. 11.7.



Рис.11.7. Розподільний пристрій 35 кВ

*Схема РП-10 кВ* передбачає використання одинарної секціонованої вимикачем системи збірних шин. Розміщують обладнання РП в закритих приміщеннях або шафах зовнішньої установки. В обох випадках використовують комплектні пристрої, що складаються з шаф або камер, у яких розміщуються вимикачі і трансформатори струму. Наведена на рис. 11.6 схема РП-10 кВ з вимикачами Q8-Q16, встановленими на вкатних візках, дозволяє обходитися без роз'єднувачів. На кожному приєднанні РП використовуються стаціонарні заземлювальні ножі, що забезпечують безпеку ведення робіт усередині шаф. Від шин 10 кВ відходять чотири лінії, що живлять споживачів. Споживачі 1-ї категорії для надійного електропостачання отримують живлення по двох лініях, що відходять від різних секцій шин. При вимкненні або пошкодженні однієї лінії або однієї секції споживач буде отримувати енергію з іншої лінії від другої секції. Для живлення споживачів власних потреб: релейного захисту, автоматики, телемеханіки, кіл управління і сигналізації, освітлення і електричного опалення, підігріву обладнання в зимовий час, а також проведення ремонтних робіт – передбачене встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП) Т3 і Т4 потужністю 63-160 кВ·А. ТВП приєднуються до шин через вимикачі Q8 і Q16.

До секцій шин РП-10 кВ приєднуються трансформатори напруги TV3 і TV4, що захищаються запобіжниками FU1 і FU2 і розрядники FV3 і FV4, що захищають ізоляцію РП-10 кВ від перенапруг. Трансформатор напруги і розрядник однієї секції розміщуються на загальному викочуваному візку. Секціонування шин виконується за допомогою двох шаф: в одній встановлений секційний вимикач Q12 з трансформаторами струму ТА16; у другому – висувний елемент ХТ, що виконує роль роз'єднувача.

***Однолінійна схема комплектної однострансформаторної підстанції з первинною напругою 110 кВ*** наведена на рис. 11.8.

Від лінії електропередачі по вводу W1 електроенергія напругою 110 кВ надходить на трансформатор Т1 типу ТМН-2500/110, який захищається від струмів к.з. запобіжником FU1 типу ПВТ-110 і розрядником FV1 типу РВС-110 – від перенапруг. Роз'єднувач QS1 типу РНДЗ 1-110/630 служить для вимкнення трансформатора Т1 на холостому ходу при вимкненому вимикачі вводу РП-10 кВ Q1 і для створення видимого розриву кола при ремонті і заміні запобіжника FU1.

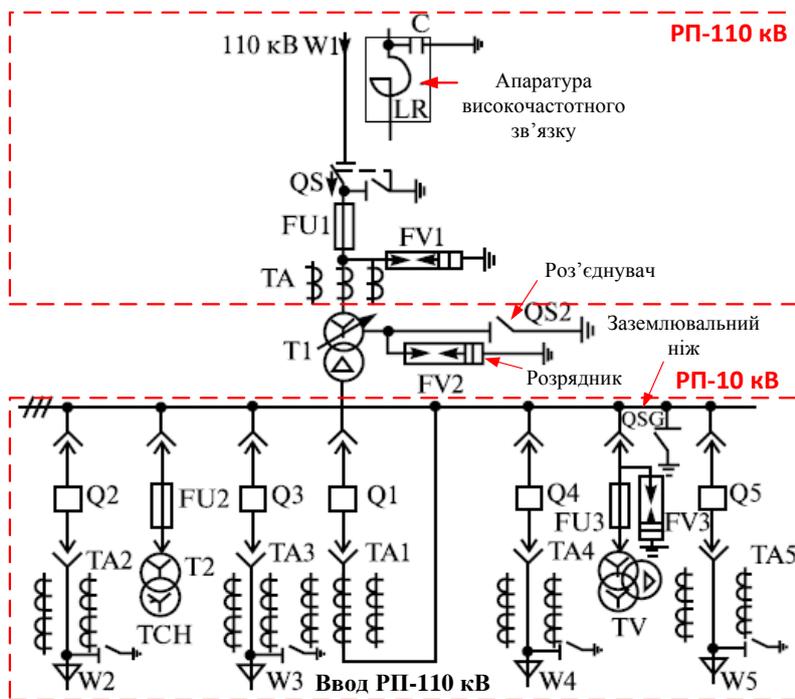


Рис. 11.8. Схема комплектної однострансформаторної підстанції з первинною напругою 110 кВ

На одній фазі вводу встановлена апаратура високочастотного зв'язку, що складається з загорджувального реактора LR, який не пропускає високочастотні струми зв'язку за межі лінії, і конденсатора С, через який струми зв'язку потрапляють на приймально-передатвальну апаратуру. Нейтраль первинної обмотки трансформатора зазвичай заземлюється роз'єднувачем QS2 типу РНД-35, при роботі системи напругою 110 кВ з ізольованою нейтраллю заземлення здійснюється через розрядник FV2, що складається з послідовно з'єднаних розрядників типу РВС-35 і РВС-15.

РП-10 кВ має одинарну несекціоновану систему збірних шин, від якої споживачі отримують електроенергію по чотирьох лініях W2, W3, W4 і W5 з вимикачами Q2, Q3, Q4 і Q5. Для підключення релейних захистів, лічильників електричної енергії та інших вимірювальних пристроїв на кожній лінії і на вводі встановлені трансформатори струму ТА1-ТА5. Живлення обмоток напруги вимірювальних пристроїв і реле здійснюється від трансформатора напруги TV. Розрядник FV3, що захищає ізоляцію обладнання РП-10 кВ від перенапруг, і трансформатор напруги TV розташовуються на одному викочуваному візку. При ремонтних роботах шини мають бути заземлені стаціонарним заземлювальним ножем QSG.

Такі підстанції використовуються для живлення споживачів 2-ї і 3-ї категорії. За необхідності живлення споживачів 1-ї категорії від однієї підстанції на ній треба встановлювати не

менше двох трансформаторів, що підключаються до різних ліній живлення напругою 110 кВ за допомогою відокремлювачів і короткозамикачів. У районах з інтенсивним ожеледицеутворенням, де робота відокремлювачів і короткозамикачів недостатньо надійна, вони замінюються вимикачем.

Конструктивне виконання комплектної трансформаторної підстанції 110/10 кВ зовнішнього встановлення наведено на рис. 11.9, її зовнішній вигляд на рис. 11.10.

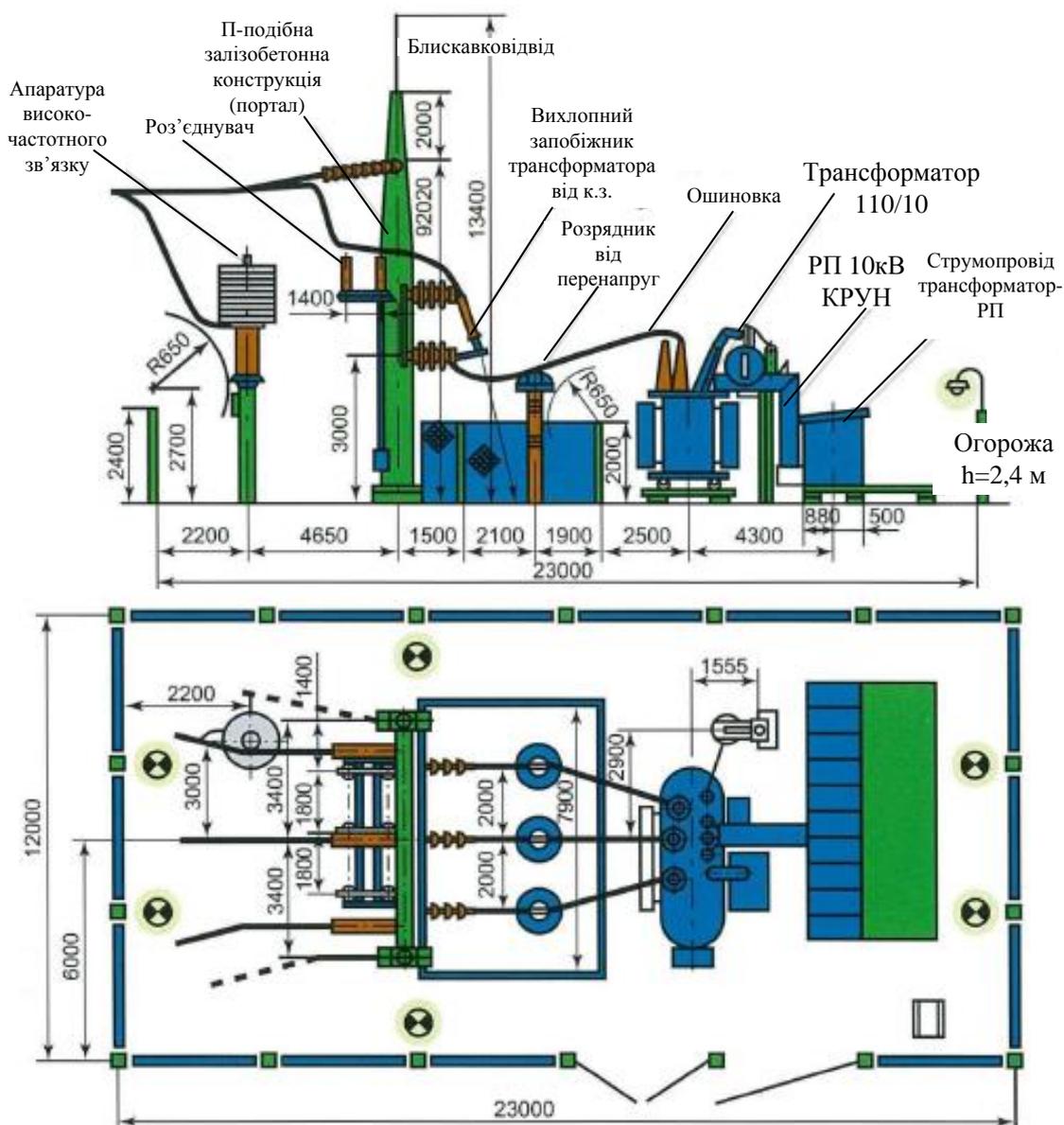


Рис. 11.9. Комплектна трансформаторна підстанція 110/10 кВ



Рис. 11.10. Розподільний пристрій 110 кВ

**Однолінійна схема РП-110 кВ тупикової і на відпайках підстанцій** показана на рис. 11.11. Живлення на трансформатори Т1 і Т2 надходить від ліній електропередачі по вводах W1 і W2, на яких встановлені роз'єднувачі QS1 і QS2 типу РНДЗ 2-110 з дистанційними приводами типу ПДН-1. Між вводами виконується перемичка з двома роз'єднувачами QS3 і QS4; QS3 має привод ПДН-1, QS4 – ручний привод ПР-90. На первинній стороні

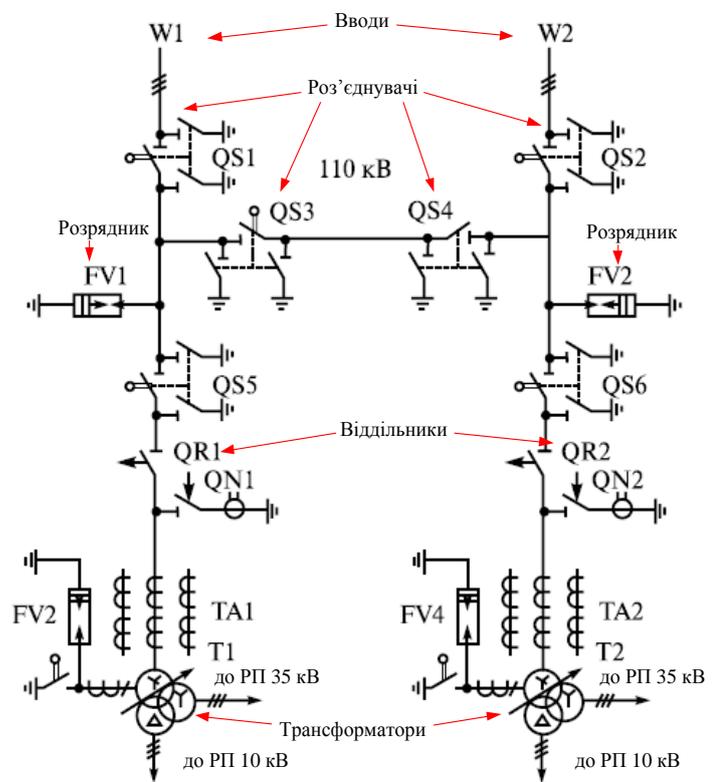


Рис. 11.11. Схема РП 110 кВ тупикової і на відпайках підстанцій

трансформаторів Т1 і Т2 встановлені роз'єднувачі QS5 і QS6, такі, як на вводах, швидкодіючі відокремлювачі QR1 і QR2, доповнені короткозамикачами QN1 і QN2. Вбудовані трансформатори струму ТА 1 і ТА2 необхідні для підключення амперметра і релейних захистів.

Наявність перемички з роз'єднувачем QS3, які мають дистанційне управління, дозволяє забезпечити живлення будь-якого трансформатора з будь-якого вводу. Другий роз'єднувач перемички QS4 з ручним приводом використовується при ремонті QS3 для створення видимого розриву ланцюга, трансформатор Т2 залишається в роботі, отримуючи електроенергію по вводу W2. Розрядники FV1 і FV2 типу РВС-110 захищають ізоляцію РП-110 кВ від перенапруг.

**Однолінійна схема РП-110 кВ прохідної підстанції**, що включається в розтин лінії 110 кВ, наведена на рис. 11.12. Вона має ремонтну і робочу перемички між вводами. Робоча перемичка з вимикачем Q типу МКП-110М із вбудованими трансформаторами струму ТА 2 типу ТВ-110 і роз'єднувачами QS5 і QS6 типу РНДЗ 1-110, необхідними для ремонту вимикача перемички, використовується для транзиту електроенергії енергосистеми. Роз'єднувачі QS1 і QS2 ремонтної перемички нормально вимкнені, включаються вони для забезпечення транзиту електроенергії при ремонті робочої перемички. До трансформаторів струму ТА1 типу ТФЗМ-110 підключаються прилади і реле, які нормально отримують живлення від ТА2 при переведенні транзиту енергії через ремонтну перемичку. Трансформатори

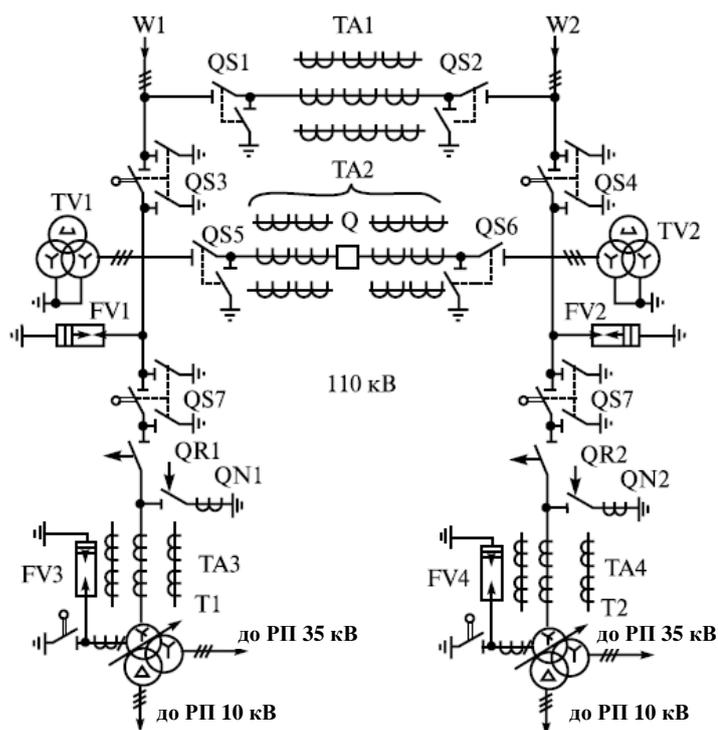


Рис. 11.12. Схема РП 110 кВ прохідної підстанції

Трансформаторів струму ТА1 типу ТФЗМ-110 підключаються прилади і реле, які нормально отримують живлення від ТА2 при переведенні транзиту енергії через ремонтну перемичку. Трансформатори

напруги TV1 і TV2 типу НКФ-110 використовуються для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів і реле. Схема РП між робочою перемичкою і трансформаторами така сама, як у розглянутій вище на відпайках або кінцевій підстанції.

Аналогічна схема застосовується для прохідної підстанції 220 кВ.

## **12. Розподільні пристрої тягових підстанцій постійного і змінного струму**

### **12.1. Схема РП тягової підстанції 3,3 кВ**

На рис. 12.1 показано схему розподільного пристрою тягової підстанції постійного струму РП 3,3 кВ. Вона включає в себе робочу (РШ), запасну (ЗАП) і мінусову (МШ) шини [3,5]. Робоча і запасна шини складаються з трьох секцій, мінусова – не секціонується. До першої секції приєднується перетворювальний агрегат (трансформатор + випрямляч) і живильні лінії (фідери) контактної мережі. До третьої секції підключаються другий перетворювальний агрегат і третій фідер контактної мережі. До другої секції підключений розрядник, запасний вимикач і згладжувальний пристрій. Від мінусової шини відходить рейковий фідер (відсмоктувальна лінія), оскільки по ній струм повертається на підстанцію з тягової рейки.

Секціонування робочої і запасної шини двома роз'єднувачами QS3 і QS4 дозволяє по черзі виводити в ремонт першу і третю секції без повного вимкнення РП 3,3 кВ. Наприклад, при ремонті першої секції спочатку вимикають швидкодіючі вимикачі QF3 і QF4 фідерів контактної мережі, потім їх роз'єднувачі QS5 і QS6 першого фідера, QS9 і QS10 другого фідера (вони попарно управляються загальним ручним приводом), на ввіді від перетворювального агрегату ПА1 відключається швидкодіючий вимикач (ШВ) QF1 і роз'єднувач QS1, нарешті вимикається секційний роз'єднувач QS3, а секція заземлюється його заземлювальним ножем. Після закінчення ремонтних робіт перемикання виконуються у зворотному порядку: відмикають заземлювальний ніж, вмикають роз'єднувачі QS3, QS1 і ШВ QF1, потім роз'єднувачі фідерів QS5, QS6, QS9, QS10 і ШВ фідерів QF3 і QF4.

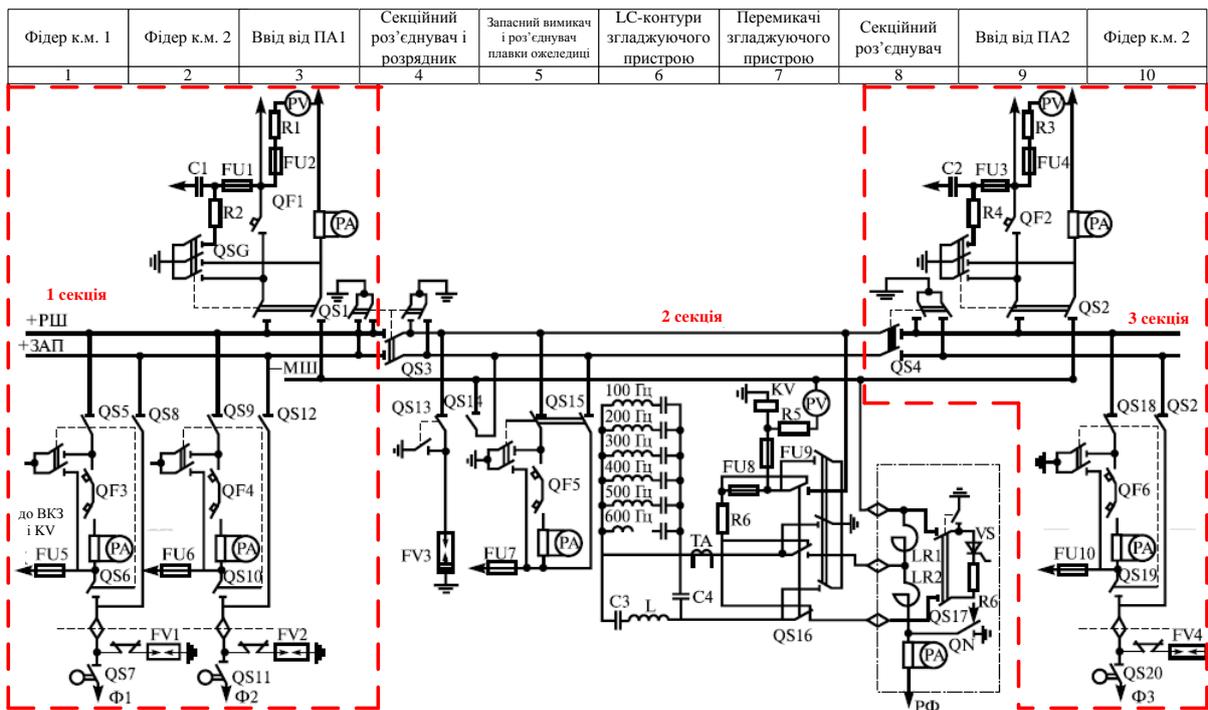


Рис. 12.1. Схема РП 3,3 кВ

На схемі показано мінімальну кількість фідерів контактної мережі, на двоколійних ділянках кількість фідерів може бути від 5 до 12 і залежить від кількості шляхів електрифікованої ділянки і колійного розвитку станції. Розглянемо схему фідера контактної мережі Ф1. На фідері використовуються однополюсні роз'єднувачі типу РВРЗ або РВКЗ-10 на 4000 А: шинний QS5, лінійний QS6 і щогловий QS7 типу РС-3000/3,3. Останній встановлюється за межами приміщення РП на металічних опорах (щоглі) і є фідерним роз'єднувачем контактної мережі. Для виведення вимикача QF3 в ремонт необхідно попередньо забезпечити живлення фідера від запасної шини через обхідний роз'єднувач QS8. У нормальному режимі на запасній шині напруга відсутня. Для подачі напруги на запасну шину від робочої передбачено запасний вимикач QF5 з роз'єднувачами QS15. Переведення живлення контактної мережі по фідеру Ф1 через запасний вимикач проводиться без перерви живлення ЕРС в такому порядку: вмикаються шинні роз'єднувачі QS15 запасного вимикача і обхідний роз'єднувач QS8 фідера Ф1; вмикається запасний вимикач QF5, живлення від робочої шини РШ подається на запасну через запасний вимикач і через обхідний роз'єднувач QS8 на фідер Ф1; потім вмикається вимикач фідера QF3 і роз'єднувачі QS5 і QS6 (одночасно загальним ручним

приводом): вмикаються заземлювальні ножі роз'єднувачів QS5 і QS6 загальним ручним приводом.

На фідерах для захисту від атмосферних перенапруг застосовуються розрядники типу ОПН-3,3. Розрядник типу РМВУ-3,3 зрізає хвилю набігаючої з контактної мережі перенапруги. Для надійного вимкнення розрядника він доповнюється роговим розрядником з плавкою вставкою.

Для захисту ізоляції обладнання від комутаційних перенапруг до другої секції підключається розрядник FV3 типу РВПК-3,3, який також здійснює резервування розрядників фідерів контактної мережі. У комірці запасного вимикача встановлюється роз'єднувач QS14 для плавлення ожеледі.

Згладжувальний пристрій (ЗП) тягової підстанції підключається до другої секції шин РП-3,3 кВ. На схемі зображено дволанковий семиконтурний ЗП, LC-конттури першої ланки налаштовані на частоти від 100 до 600 Гц. Вони підключаються через запобіжник і полюс триполюсного перемикача QS16 до шини РШ і через середній полюс і прохідний ізолятор до рейкового фідера між реакторами LR1 і LR2. Друга ланка ЗП має фільтр, що складається з одного конденсатора і реактора LR2, до якого конденсатор підключений через третій полюс перемикача QS16. Перемикач QS16 виконаний на базі триполюсного роз'єднувача. При вимкненні його ножами замикається коло розряджання конденсаторів фільтропристрою на розрядний резистор R6. При вмиканні заземлювальних ножів перемикача QS16 дублюються кола розряджання конденсаторів і забезпечується безпека персоналу при проведенні робіт у фільтропристрої ЗП. Трансформатор струму ТА типу ТК4 призначений для сигналізації про появу ненормального режиму (робота без однієї фази), при якому можливе виникнення гармоніки 150 Гц, що викликає великі перешкоди в лінії зв'язку. Через перемикач QS16 до РШ підключається вольтметр PV і датчик напруги KV, який використовується у схемах автоматики.

Розрядний пристрій, шунтуючі реактори LR1 і LR2 при вмиканні роз'єднувача QS17 з дистанційним приводом служать для полегшення вимикання вимикачами QF фідерів контактної мережі струмів к.з. поблизу підстанції. Вимикання вимикачів призводить до наведення е.р.с. в реакторах LR1 і LR2 і перенапруги в тяговій мережі. Коли виникає перенапруга,

відбувається відмикання тиристора VS і підключення розрядного резистора до реакторів. Енергія, накопичена в реакторах, розсіюється в резисторах.

Короткозамикач QN вмикається при пробі на землю ізоляції робочої шини або приєднаного до неї обладнання для створення шунтуючого кола, який виключає протікання струмів к.з. по оболонках кабелів, прокладених по території підстанції та інших підземних спорудах. Короткозамикач з'єднує рейковий фідер РФ з контуром заземлення підстанції при спрацьовуванні земляного захисту РП 3,3 кВ. Амперметр, підключений до рейкового фідера через шунт, вимірює загальний струм РП 3,3 кВ, що повертається на підстанцію з рейкового кола. Аналогічне підключення мають амперметри на фідерах контактної мережі. Окрім того, до кожного фідера підключаються через запобіжник FU реле напруги KV і випробувач коротких замикань (ВКЗ). Реле напруги запускає при к.з. поблизу підстанції телеблокування, що передає частотний сигнал по лінії зв'язку, який вимикає вимикач поста секціонування і припиняє живлення точки к.з. від сусідньої підстанції. Випробувач к.з. перевіряє стан контактної мережі після її автоматичного вимкнення, за результатами вимірювань дозволяє або забороняє автоматичне повторне ввімкнення вимкненого вимикача фідера.

Улаштування РП 3,3 кВ наведено на рис. 12.2.

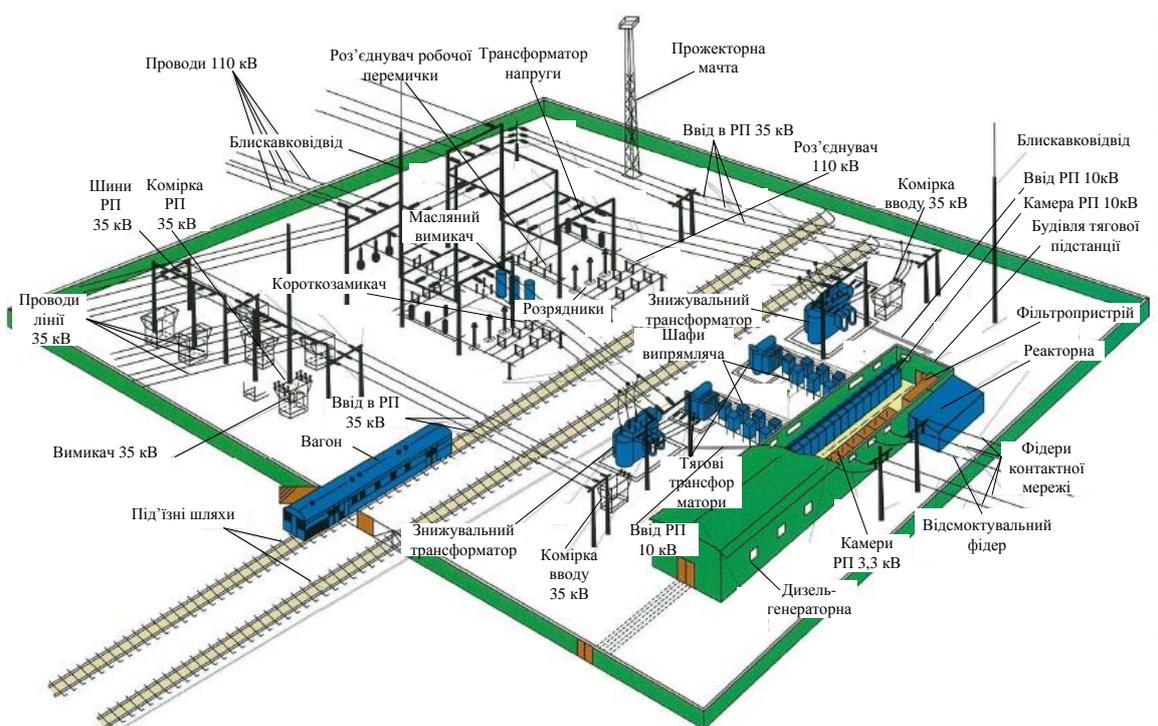


Рис. 12.2. Зовнішній вигляд тягової підстанції постійного струму

## 12.2. Згладжувальні пристрої тягових підстанцій

При перетворенні трифазного змінного струму в постійний за допомогою випрямлячів крива випрямленої напруги є пульсуючою [2,3,5,6]. У шестипульсових перетворювачах, застосовуваних на тягових підстанціях, на один період основної частоти змінного струму 50 Гц припадає шість пульсацій, у дванадцятипульсових – дванадцять. Періодичність пульсацій при цьому становить відповідно  $50 \times 6 = 300$  Гц і  $50 \times 12 = 600$  Гц.

Випрямлену напругу можна розкласти на постійну  $U_d$  і змінну  $U_{dз}$  складові. Змінна складова у свою чергу розкладається на ряд гармонійних змінних напруг. Частота першої гармоніки  $f_1 = 300$  Гц. Частоти наступних гармонік кратні їхнім номерам ( $f_2 = 600$  Гц,  $f_3 = 900$  Гц,  $f_4 = 1200$  Гц і т. д.). Із зростанням частоти гармонік знижуються амплітуди їхніх напруг. У багатьох випадках змінна напруга енергосистеми несинусоїдальна, що збільшує пульсації гармонік і призводить до появи інших, кратних частоті 100 Гц (100; 200; 400; 500 Гц і вище).

Наявність гармонік звукової частоти (100-900 Гц і вище) у кривій випрямленої напруги призводить до протікання в тяговій мережі струмів однойменних частот. Навколо проводів контактної мережі виникає змінне магнітне поле, яке наводить у проводах повітряних ліній зв'язку е.р.с. цих частот, під впливом яких створюються змінні струми, що завдають перешкоди в апаратуру зв'язку.

Згладжувальні пристрої, що встановлюються в РП 3,3 кВ, покликані не пропускати з тягової підстанції в контактну мережу струми вищих гармонік. Принципова схема згладжувального пристрою (ЗП) показана на рис. 12.3. Для того щоб струми гармонік з випрямляча VD перетворювального агрегату не проникали в

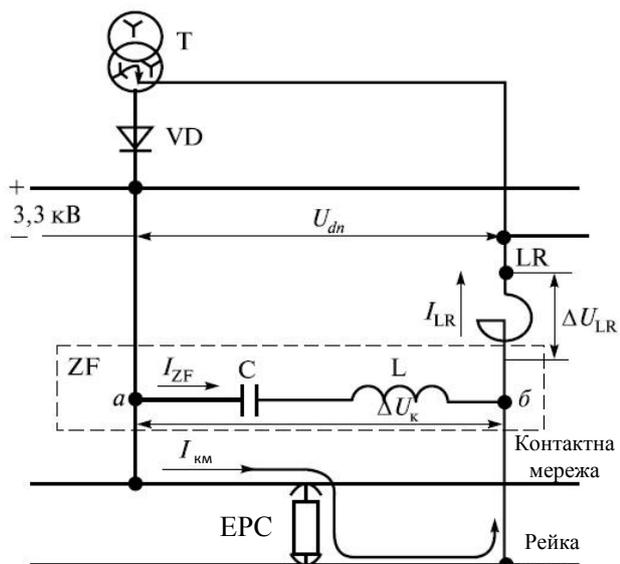


Рис. 12.3. Принципова схема згладжувального пристрою

тягову мережу, її потрібно зашунтувати, з'єднавши накоротко точки *a* і *б*.

Через шунт будуть проходити не тільки змінні струми гармонік, але і постійний струм, виникне коротке замикання між фідером контактної мережі і рейковим фідером. Для запобігання к.з. в шунт включають конденсатор *C*. Постійна складова випрямленої напруги не може створити струм у шунті, але і для змінного струму конденсатор є певним опором, ємнісна складова якого обернено пропорційна частоті струму  $X_C = 1/2\pi fC$ . Активний опір конденсатора  $RC$ , який визначається за тангенсом кута діелектричних втрат  $\text{tg}\delta$ , значно менше від ємнісного  $RC = \text{tg}\delta X_C = \text{tg}\delta/2\pi fC$ . Для компенсації ємнісного опору конденсатора послідовно з ним включається котушка *L*, яка налаштовується разом з конденсатором у резонанс на заважаючу частоту. Для резонансу на частоті гармоніки необхідно виконання умови

$$X_{Cn} = X_{Ln} \text{ або } 1 / 2\pi f_n C = 2\pi f_n L, \quad (12.1)$$

де  $f_n$  – частота гармоніки *n*;  
*C* – ємність конденсатора;  
*L* – індуктивність котушки.

Для зниження струмів гармонік у рейковий фідер включається реактор *LR*, що має великий індуктивний опір  $X_{LR}$  і малий активний  $R_{LR}$ . Струм гармоніки в точці *a* розгалужується на струм  $I_{ZF}$  частотного фільтра *ZF* і струм  $I_{KM}$  контактної мережі. При цьому чим менше опір LC-контура фільтра *ZF*, тим більший струм йде по ньому і менше відгалужується в контактну мережу. Величина цих струмів залежить від падіння напруги  $\Delta U_k$  на резонансному контурі, яку можна знижувати за рахунок зменшення опору LC-контура і збільшення опору реактора. Останнє веде до зниження струму гармоніки  $I_{LR}$ , а отже, і струму  $I_{ZF}$ :

$$I_{LR} = I_{ZF} + I_{KM}. \quad (12.2)$$

Згладжувальна дія фільтра *ZF*, призначеного для тієї чи іншої гармоніки, характеризується коефіцієнтом згладжування

$$K_{згл.n} = U_{дПn} / \Delta U_{КП}, \quad (12.3)$$

де  $n$  – номер гармоніки;

$U_{d \Pi n}$  – напруга гармоніки  $n$  до згладжувального пристрою;

$U_{K\Pi}$  – напруга гармоніки  $n$  після згладжувального пристрою.

Оскільки струми  $I_{LR}$  і  $I_{ZF}$  відрізняються незначно, то у виразі (12.3) можна від відношення напруг перейти до відношення опорів:

$$K_{згл.n} = Z_{LRn} / Z_{ZFn} \approx X_{LRn} / R_{ZFn}. \quad (12.4)$$

У даному виразі враховується, що активна складова опору реактора незначна порівняно з його реактивною складовою  $X_{LRn}$ , а остання значно перевищує активну складову опору фільтра  $R_{ZFn}$ . Активний опір LC-контура складається з активного опору конденсатора  $R_{Cn}$  і активного опору котушок  $L$ , проводів і контактів:

$$R_{ZFn} = \alpha R_{Cn} = \frac{\alpha \operatorname{tg} \delta}{2\pi f_n C_n}. \quad (12.5)$$

Вираз (12.4) можна записати як

$$K_{згл} = \frac{2\pi f_m L_{LRn}}{\alpha \operatorname{tg} \delta / 2\pi f_n C_n} = \frac{(2\pi f_n)^2}{\alpha \operatorname{tg} \delta} = L_{LRn} C_n, \quad (12.4)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, що враховує активний опір котушок, проводів LC-контура;

$L_{LRn}$  – індуктивність реактора для гармоніки;

$C_n$  – ємність конденсатора LC-контура для гармоніки.

На рис. 12.3 показаний один LC-контур частотного фільтра ZF. Насправді ж застосовується кілька паралельно включених резонансних контурів. Кожен контур налаштовується в резонансі на певну частоту з числа тих, що є у випрямленій напрузі. Спектр частот у змінній складовій випрямленої напруги складає від 100 до 6000 Гц. Найбільш заважальний вплив на лінії зв'язку мають гармоніки від 100 до 1500 Гц.

На рис. 12.4, а показана схема дволанкового згладжувального пристрою. Перша ланка складається з шестиконтурного фільтропристрою і реактора LR1 на частоти від 100 до 600 Гц.

Друга ланка розрахована на згладжування гармонік з частотою вище 600 Гц, вона включає конденсатор  $C_7$  і реактор  $LR_2$ , паралельно якому включено контур  $L_{ш}C_{ш}$ . Цей контур разом з реактором налаштований на частоту 300 Гц, для гармоніки якої він є «фільтр-пробкою», тобто нескінченно великим опором.

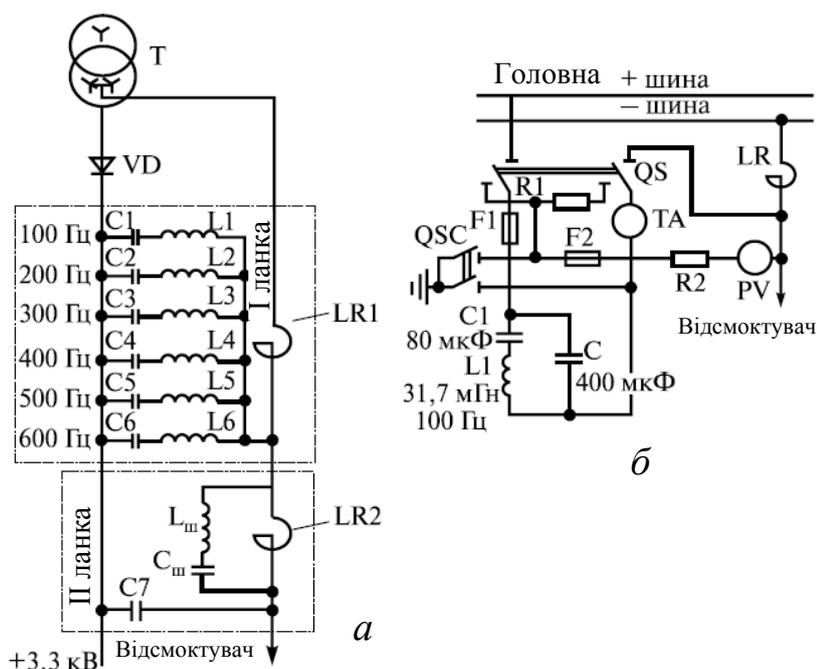


Рис. 12.4. Схема дволанкового (а) та одноланкового (б) згладжувальних пристроїв

Важливою перевагою впровадження на тягових підстанціях дванадцятипульсових схем випрямлення є можливість застосування більш простих і економічних згладжувальних пристроїв, наприклад одноланкового. Схема одноланкового згладжувального пристрою наведена на рис. 12.4, б. Підключення ЗП до шин РП 3,3 кВ здійснюється роз'єднувачем QS. Через полюс роз'єднувача QS до шин підключається вольтметр PV, що захищається запобіжником F2. Рекомендується застосовувати реактор LR з індуктивністю 5 мГн, а конденсатор C – з ємністю 400 мкФ.

За певних умов у колі ЗП можуть спостерігатися резонансні явища на частотах від 50 до 150 Гц, при яких різко зростають струми гармонік в ЗП і в реальних колах СЦБ, що може стати причиною помилкової роботи пристроїв залізничної сигналізації. Для демпфірування резонансних явищ рекомендується паралельно ємності C включати резонансний  $L_1C_1$ -контур, налаштований на частоту 100 Гц. Наявність такого контура дозволяє не тільки виключити резонансні явища на цій частоті, але і підвищити коефіцієнт згладжування.

### 12.3. Схема РП тягової підстанції 27,5 кВ

Розподільний пристрій 27,5 кВ (рис. 12.5) виконується за умовами надійності електропостачання тяги [3,5]. Живлення контактної мережі здійснюється від робочої системи шин, фази якої *a* й *b* секціонуються роз'єднувачами QS5 і QS6 з заземлювальними ножами, і від обхідної шини. Фаза *c* робочої системи шин не секціонується. Вона пов'язана з рейкою під'їзної колії (РПП), контуром заземлення підстанції (КЗП) і тяговою рейкою, по якій йде відсмоктувальна лінія – повітряний рейковий фідер (РФ). При такому приєднанні фази *c* КЗП не перевантажується тяговими струмами, виключається небезпека виникнення різниці потенціалів між РПП і КЗП. Секціонування шин двома роз'єднувачами дозволяє виконувати будь-який ремонт на секції, у тому числі і секційного роз'єднувача, з відключенням тільки секції, що ремонтується.

Електроенергія подається на збірні шини від обмоток 27,5 кВ тягових трансформаторів Т1 і Т2 по вводах, на яких встановлені вакуумні вимикачі Q1 і Q2 типу ВБЕТ-27,5-630 з електромагнітними приводами і вбудованими трансформаторами струму. З двох боків вимикачів встановлюються роз'єднувачі: QS1 і QS3 з боку трансформатора з двома заземлювальними ножами типу РНДЗ-2-35 з приводом ПР-90-У1; з боку шин – двополюсні роз'єднувачі QS2 і QS4 з одним заземлювальним ножем типу РНДЗ-1-35 з ручним приводом. За відсутності вбудованих трансформаторів струму використовують трансформатори ТА 1 і ТА2 типу ТФЗМ-35Б. На вводах також встановлюються розрядники FV1-FV6 типу РВМ-35 або ОПН-27,5 для захисту трансформаторів Т1 і Т2 від перенапруг. Аналогічні розрядники для захисту ізоляції РП-27,5 кВ від перенапруг встановлені в комірках 7 (FV7 і FV8) і 10 (FV9 і FV10).

Живлення контактної мережі здійснюється по фідерах (комірки 5, 6, 12, 13, 14), причому фідери, які живлять контактну мережу одного напрямку, приєднуються до однієї секції, а фідери іншого напрямку - до другої секції шин. Запасний вимикач Q8 за допомогою роз'єднувачів QS18 і QS19 може бути приєднаний до будь-якої секції, забезпечуючи живлення будь-якого фідера контактної мережі при вимкненому вимикачі цього фідера.



Запасний вимикач і вимикачі фідерів контактної мережі застосовуються типу ВБН-27,5 П-20/1600-УХЛ1 з вбудованим електромагнітним приводом. Застосування вакуумних вимикачів значно полегшує експлуатацію РП 27,5 кВ і підвищує надійність живлення електротяги. На кожному фідері контактної мережі застосовується по три роз'єднувачі. Наприклад, на першому фідері: шинний QS11 з одним заземлювальним ножем і ручним приводом; лінійний QS12 з одним заземлювальним ножем і дистанційним приводом; обхідний QS13 без заземлювальних ножів з дистанційним приводом. Наявність на кожному фідері обхідних роз'єднувачів дозволяє замінювати фідерні вимикачі Q6, Q7, Q9, Q10, Q11 запасним вимикачем Q8. Процес заміни відбувається без перерви електропостачання тяги.

Розглянемо його на прикладі виведення в ремонт вимикача Q6 першого фідера, який подає живлення в контактну мережу від фази *b*. Роз'єднувач QS19 з дистанційним приводом вмикається першим, якщо роз'єднувач QS20 з ручним приводом знаходиться постійно у ввімкненому стані, потім вмикається вимикач Q8. Напруга подається на обхідну (запасну) шину і перевіряється її ізоляція. Останнім дистанційно вмикається QS13, і живлення фідера № 1 здійснюється від фази *b* через вимикачі Q6 і Q8. Після цього вимикач Q6 вмикається, вмикаються його роз'єднувачі QS12 і QS11 (останній - вручну), вмикаються їхні заземлювальні ножі для забезпечення безпеки виконання робіт на вимикачі Q6 і трансформаторі струму ТА6. Введення вимикача Q6 в роботу здійснюється у зворотному порядку: вмикаються заземлювальні ножі і вмикаються роз'єднувачі QS11, QS12 і вимикач Q6, вмикаються вимикач Q8, роз'єднувачі QS13 і QS19. Роз'єднувач QS20 може залишатися ввімкненим або за необхідності відмикається.

При виведенні в ремонт першої секції шин фідери № 1 і № 2 можуть отримувати живлення від другої секції через запасний вимикач Q8 і роз'єднувачі QS19, QS20, QS16, QS13. Наявність дистанційного управління приводами роз'єднувачів дає можливість виконувати операцію заміни вимикача будь-якого фідера запасним завдяки телеуправлінню. Для запобігання можливості ввімкнення відразу двох шинних роз'єднувачів QS18 і QS19 запасного вимикача, що призвело б до к.з. між фазами *a* і *b*,

роз'єднувачі зблоковані (штрихова лінія, що з'єднує ці роз'єднувачі). Блокування забороняє одночасне ввімкнення роз'єднувачів.

Нетягові лінійні споживачі залізничного транспорту отримують живлення по фідерах ДПР (комірки 3 і 15). Фідери ДПР містять трифазні вимикачі Q5 і Q12 (одна фаза яких не задіяна), трансформатори струму ТА5 і ТА12 і роз'єднувачі: шинні QS9 і P832 з одним заземлювальним ножем і ручним управлінням; лінійні P810 і QS33 з одним заземлювальним ножем і дистанційним управлінням. Заземлювальні ножі використовуються для заземлення вимикачів і трансформаторів струму при їх ремонті.

Для живлення кіл власних потреб підстанції використовуються трансформатори власних потреб ТВП Т1, Т2, Т3, Т4, два з яких необхідні для підігріву обладнання на відкритій частині підстанції і масла у вимикачах у зимовий час. Трансформатори підігріву застосовуються зазвичай на опорних підстанціях з великою кількістю масляних вимикачів 110-220 кВ, у яких містяться десятки тонн трансформаторного масла. При температурах нижче  $-20^{\circ}\text{C}$  масло густіє, стає більш в'язким, знижуючи швидкість рухомих частин вимикачів при ввімкненнях і вимиканнях. Для запобігання цьому необхідний підігрів масла, для чого використовуються два ТВП. Приєднання ТВП до шин 27,5 кВ виконуються через трифазний вимикач, двополісний роз'єднувач (одна фаза вимикача приєднується до КЗП без роз'єднувача). Трансформатори струму встановлюються на фазах ТВП, підключених до шин *a* і *b*.

Типи вимикачів і роз'єднувачів на приєднаннях ТВП і ДПР аналогічні тим, що застосовані на вводах РП 27,5 кВ; трансформатори струму – типу ТФЗМ-35А; на кожному приєднанні ТВП і ДПР встановлюється по два трансформатори струму.

Однофазні трансформатори напруги TV1, TV2, TV3, TV4 типу ЗНОМ-35-65 і обмежувачі напруги FV7, FV8, FV9, FV10 типу ОПН-27,5 підключаються до шин через загальні роз'єднувачі QS17 і QS22 з двома заземлювальними ножами. Ножі цих роз'єднувачів використовуються для заземлення секцій шин при роботі на них.

На тягових підстанціях змінного струму обладнання розподільних пристроїв розміщують на відкритій частині підстанцій, закритими виконують тільки РП власних потреб. Найбільшого поширення при спорудженні підстанцій отримали комплектні РП зовнішнього установлення (КРУН), блоки РП 35 і 27,5 кВ, будівельні конструкції зі збірного залізобетону і т. п. РП, змонтовані з таких укрупнених вузлів заводського виготовлення, мають суттєві переваги: зменшується площа підстанції, спрощується будівельна частина, скорочуються строки і вартість монтажних робіт.

План відкритого РП 27,5 кВ детально показаний на рис. 12.6. Триобмоткові трансформатори Т1, Т2 знижують отриману від відкритого РП 110 кВ напругу до 35 і 27,5 кВ. В РП 27,5 кВ живлення подається через блок вводу 3 від трансформаторів Т1, Т2 на шини А і В, які кріпляться до опорних порталних конструкцій 9, закріплених на залізобетонних опорах 8. Блоки ДПР 4 і ТВП 1 конструктивно мають багато спільного з блоками вводів.

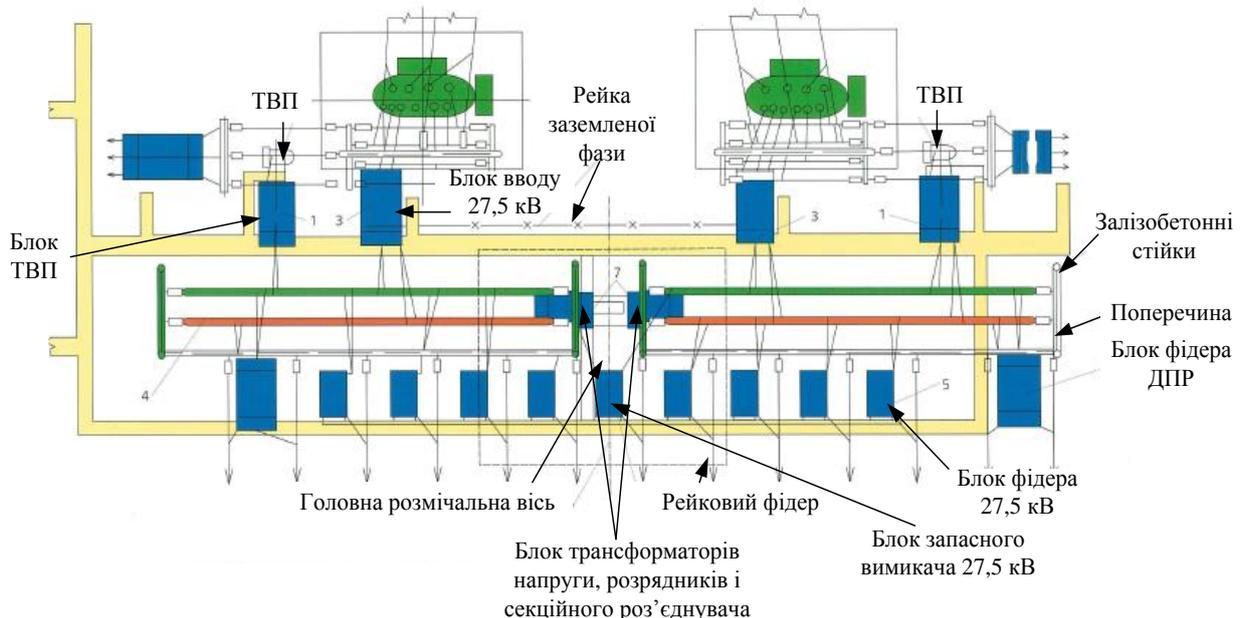


Рис. 12.6. Тяговий блок для проміжної підстанції змінного струму

Блоки фідерів контактної мережі (рис. 12.7) відрізняються від блоків введів, ТВП і ДПР тим, що вони виконані на одну фазу, тому мають менші габарити.

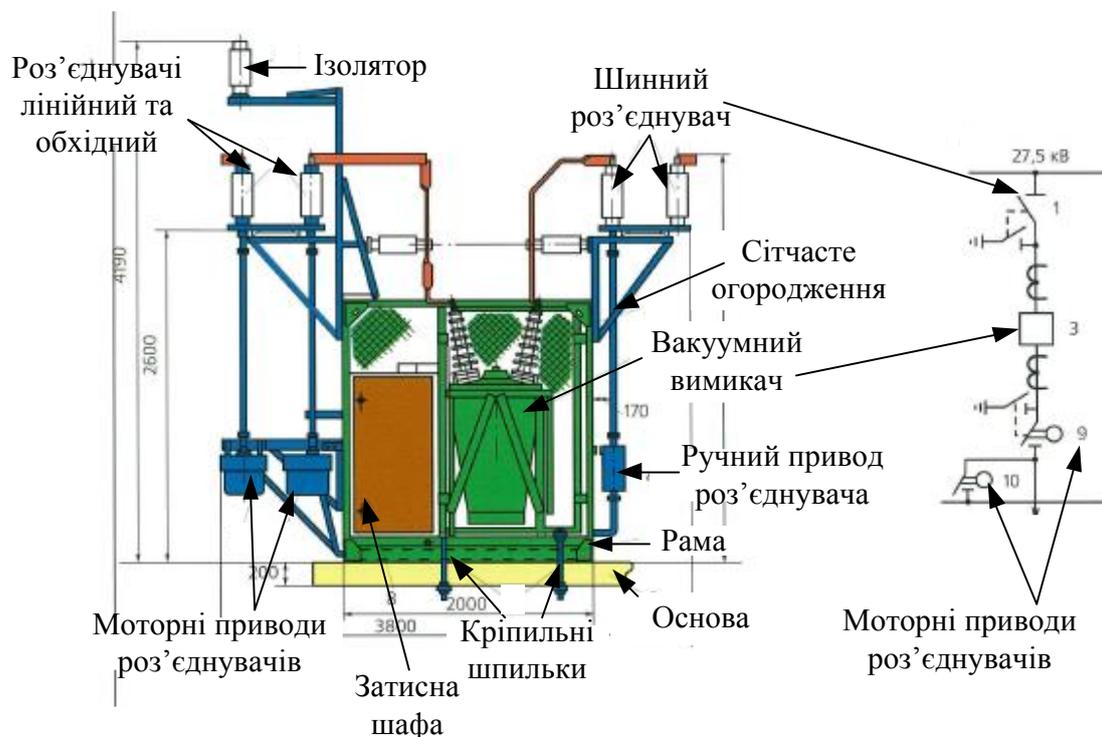


Рис. 12.7. Блок фідера контактної мережі 27,5 кВ

Аналогічну фідерним конструкціям має блок запасного вимикача 27,5 кВ, у якому також розміщується роз'єднувач, що пов'язує рейковий фідер із запасною шиною при плавленні ожеледиці на контактній мережі. Блоки трансформаторів напруги і розрядників розміщуються над порталами, до яких кріпляться збірні шини, виконані з подвійних гнучких сталевалюмінієвих проводів. У цих же блоках розміщуються секційні роз'єднувачі. Вздовж всього ВРП 27,5 кВ змонтовані на опорах металеві ригелі, до яких через гірлянди ізоляторів кріпляться проводи ліній ДПР, контактної мережі і рейкового фідера.

На рис. 12.8 наведено план транзитної тягової підстанції, яка складається з трьох РП: ВРП 110 кВ, ВРП 27,5 кВ, КРУН 10 кВ.

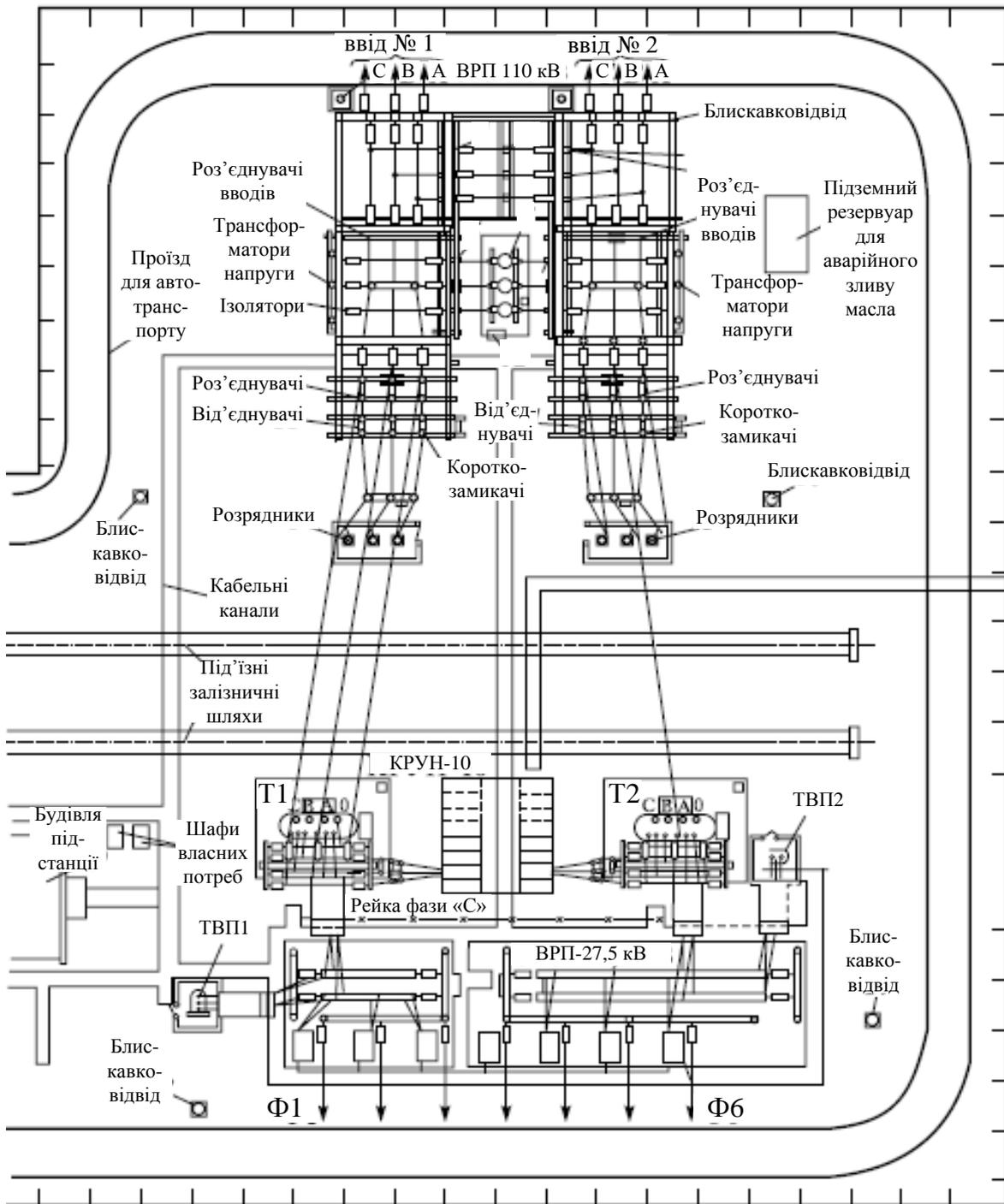


Рис. 12.8. План транзитної тягової підстанції змінного струму

### 13. Трансформатори і низьковольтне обладнання

Розрізняють три види трансформаторів: 1) силові; 2) трансформатори напруги; 3) трансформатори струму, причому останні два види належать до вимірювальних [45].

#### 13.1. Силові трансформатори

Силові трансформатори служать для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги. Передача електроенергії на великі відстані більш економічна на високій напрузі. Прийнято вважати, що економічно доцільно передавати електроенергію на відстань до 1 км напругою 1 кВ, а на 35-50 км – напругою 35 кВ.

Трансформатори виготовляють однофазними і трифазними, дво- і триобмотковими. Переважне застосування отримали трифазні трансформатори.

**Масляні трансформатори.** На рис. 13.1 показано компонування основних частин силового масляного трансформатора.

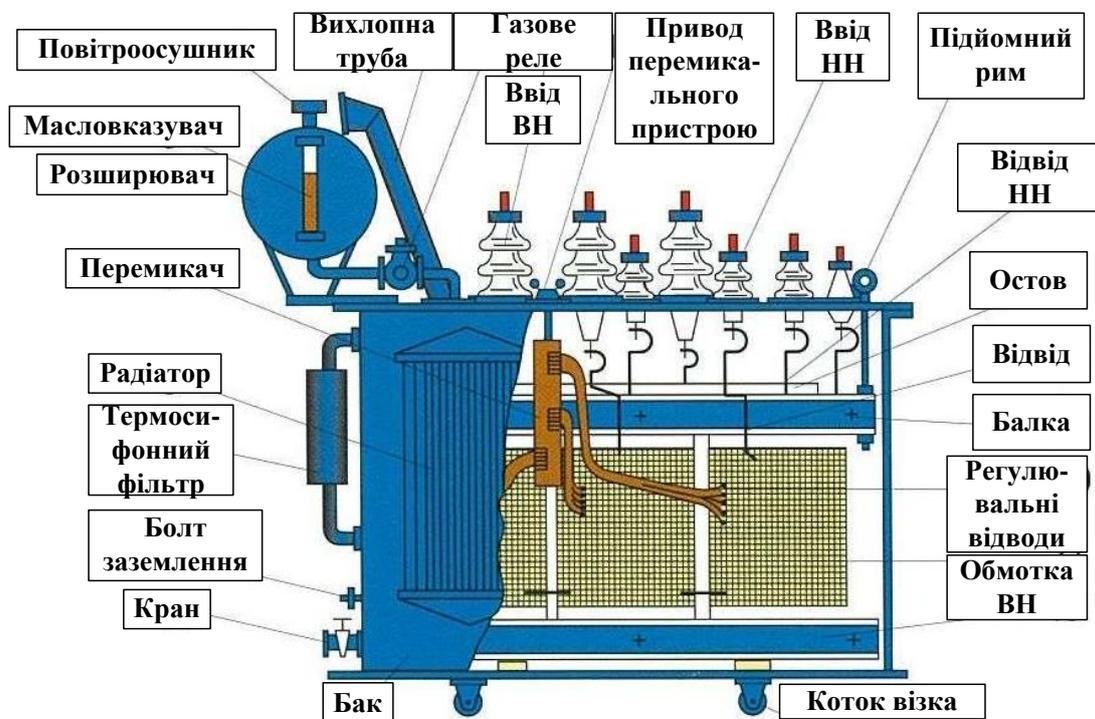


Рис. 13.1. Силовий масляний трансформатор третього габариту

*Габарит* трансформатора визначається його потужністю і напругою (табл. 13.1).

Таблиця 13.1

Габарити трансформаторів

| Напруга,<br>кВ | До 35 включно       |           |                          |                           | До 110         |             | Більше<br>110 до<br>330     |
|----------------|---------------------|-----------|--------------------------|---------------------------|----------------|-------------|-----------------------------|
|                | Потужність,<br>кВ·А | До<br>100 | Від<br>100<br>до<br>1000 | Від<br>1000<br>до<br>6300 | Більше<br>6300 | До<br>32000 | Від<br>32000<br>до<br>80000 |
| Габарит        | I                   | II        | III                      | IV                        | V              | VI          | VI                          |

Основою конструкції трансформатора служить активна частина, що складається з магнітопроводу (остов на рисунку) з розміщеними на ньому обмотками вищої (ВН) і нижчої (НН) напруги, що знаходяться під обмотками ВН на стрижнях магнітопроводу, відводів і перемикального пристрою.

Перемикальний пристрій обмоток трансформатора РПН (регулювання під навантаженням) служить для ступінчастої зміни напруги в певних межах, підтримання номінальної напруги на затискачах обмотки НН при його зміні. Розширювач служить для компенсації коливань рівня масла. Газове реле захищає трансформатор при внутрішніх пошкодженнях, пов'язаних з виділенням газу або витокм масла з баку. Пошкодження всередині трансформатора призводять до інтенсивного розкладання масла з утворенням великої кількості газу і, як наслідок, різкого підвищення тиску всередині бака, бак при цьому може розірватися і виникнути пожежа. Вихлопна труба закрита скляним диском, при підвищенні тиску всередині бака скло лопається і гази разом з маслом викидаються назовні раніше, ніж відбудеться деформація бака.

**Сухі трансформатори.** У таких трансформаторах використовується не масляна, а тверда лита ізоляція, що складається з епоксидної смоли, затверджувача і активного порошкового наповнювача з кремнезему (двооксиду кремнію).

Розміри і маса сухих трансформаторів більші, але не потрібен бак, розширювач та інші пристрої, як у масляних трансформаторах.

На рис. 13.2 зображено трифазний силовий сухий трансформатор. Обмотка високої напруги ВН з'єднується в трикутник за допомогою з'єднувальних шин, має відпайки для регулювання напруги. Обмотка нижньої напруги НН з'єднується в зірку. Вона має виводи для підключення шин (кабелів). Магнітне осердя виготовляється з листів кремнійвмісної сталі, стягується ярмовими балками та шпильками.

Сухі трансформатори з литою ізоляцією мають ряд переваг порівняно з масляними: екологічна безпека (відсутність масла при витоків, токсичних і їдких газів у випадку пожежі); безпека при експлуатації (обмотки трансформатора негорючі і не є джерелом пожежі); невеликі габаритні розміри; не потребується додаткових



Рис. 13.2. Силовий сухий трансформатор

заходів протипожежної безпеки; стійкість до впливу сирості і вологи; мінімальні експлуатаційні затрати; висока надійність у роботі (стійкість до перенапруг).

*Група з'єднань обмоток трансформатора має значення не тільки для визначення результуючої напруги, але і визначає напрямки векторів напруг первинної і вторинної обмоток. Фазні напруги трифазних трансформаторів можуть бути з'єднані в зірку (Y), трикутник ( $\Delta$ ) або зигзаг ( $\gamma$ ).*

Умовне позначення трансформаторів містить літерне позначення, що характеризує кількість фаз (О – однофазні, Т – трифазні), вид охолодження (М – природне масляне, Д – масляне з дуттям і природною циркуляцією масла, ДЦ – масляне з дуттям і

примусовою циркуляцією масла), кількість обмоток, якщо їх більше двох, що працюють на самостійні кола (для триобмоткового трансформатора застосовують букву Т) і вид перемикачів відгалуджень; цифрове позначення, яке характеризує номінальну потужність і клас напруги, рік випуску робочих креслень трансформаторів даної конструкції, кліматичне виконання і категорію розміщення.

Крім того, у позначенні можуть бути такі букви: Н – виконання однієї з обмоток з пристроєм РПН, А – автотрансформатор (попередньо позначення), Р – з розщепленою обмоткою нижньої напруги, Ж – для залізничного електрифікованого транспорту.

Приклад позначення типу трансформатора і його розшифровка показано на рис. 13.3.

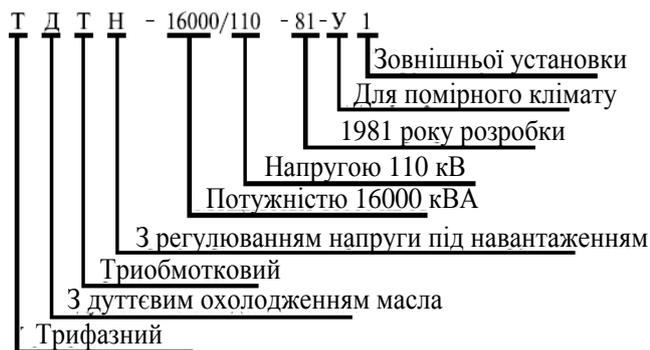


Рис. 13.3. Позначення трансформатора

## 13.2. Трансформатори напруги

Вимірювальні трансформатори напруги застосовують для живлення обмоток вимірювальних пристроїв і реле захисту, розширення меж вимірювання приладів, ізоляції їх і реле від високої первинної напруги. Трансформатори знижують напругу до величини 100 В. Вмикання приладів і реле через трансформатори напруги забезпечує безпеку їх обслуговування.

За принципом виконання, схемами вмикачів і особливостями роботи трансформатори напруги нічим не відрізняються від силових. На рис. 13.4 показано однофазний трансформатор

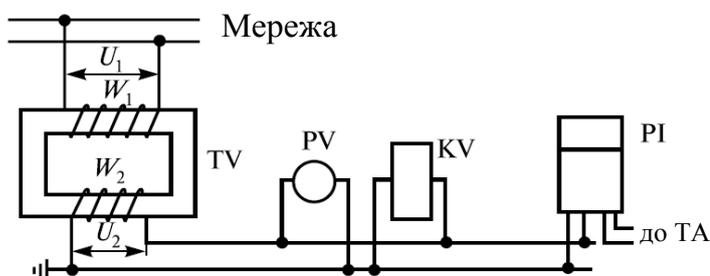


Рис. 13.4. Схема підключення пристроїв і реле до мережі через трансформатор напруги

напруги TV, підключений первинною обмоткою  $W_1$  до мережі напругою  $U_1$ , до вторинної обмотки  $W_2$  підключені паралельно вольтметр PV, реле напруги KV і лічильник активної енергії PI на напругу  $U_2$ .

Важливим параметром, що характеризує перетворення напруги трансформатором напруги його, є номінальний коефіцієнт трансформації

$$K_{U_{ном}} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} = \frac{W_1}{W_2}, \quad (13.1)$$

де  $U_{1ном}$  і  $U_{2ном}$  – номінальна первинна і вторинна напруга;

$W_1$  і  $W_2$  – кількість витків первинної і вторинної обмоток трансформатора.

Найважливішою вимогою до трансформаторів напруги є забезпечення точності вимірювання, у зв'язку з чим розрізняють 4 класи точності (клас точності – похибка, виражена в процентах): 0,2; 0,5; 1; 3.

За конструкцією і сферою застосування трансформатори напруги класифікуються:

- за родом установлення – для внутрішнього і зовнішнього установлення;
- способом ізоляції – з сухою і масляною ізоляцією;
- кількістю фаз – одно- і трифазні (стрижневі і 5-стрижневі);
- кількістю вторинних обмоток – з однією і двома обмотками;
- кількістю високовольтних вводів однофазних трансформаторів – з одним вводом для підключення на фазну напругу і двома вводами для підключення на лінійну напругу.

На рис. 13.5 наведено конструкцію і виймальну частину трансформатора НОМ-10 (трансформатор напруги однофазний масляний 10 кВ), трифазного НТМИ-10 (трансформатор напруги трифазний масляний п'ятистрижневий (з обмоткою для контролю ізоляції фаз) 10 кВ), НОМ-35-66 (трансформатор напруги однофазний масляний 35 кВ) і каскадний трансформатор напруги НКФ з фарфоровим корпусом на напругу 110 кВ.

Зовнішній вигляд трансформаторів напруги наведено на рис. 13.6.

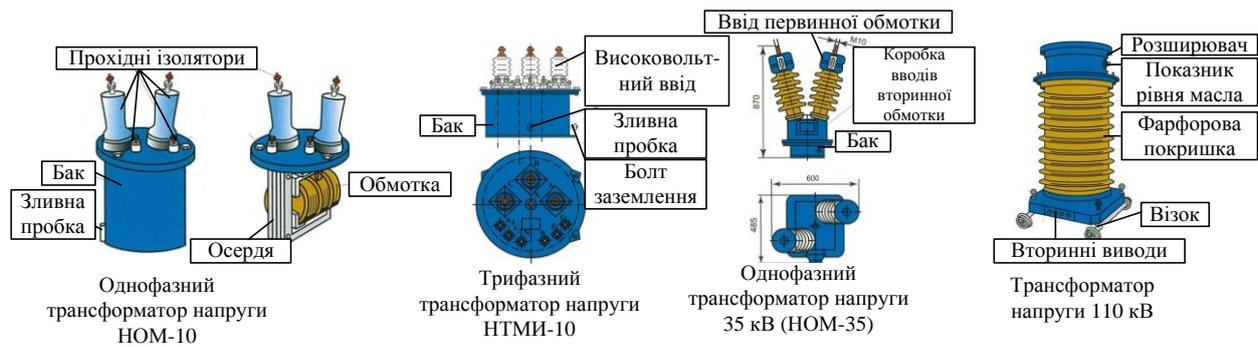


Рис. 13.5. Конструкція трансформаторів напруги



Рис. 13.6. Зовнішній вигляд трансформаторів напруги ЗНОМ-35 і НКФ-110

### 13.3. Трансформатори струму

Трансформатори струму застосовують в електроустановках змінного струму для живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і реле захисту, розширення меж вимірювання пристроїв, їх ізоляції і ізоляції реле від високої первинної напруги.

Первинну обмотку трансформатора струму включають у коло вимірюваного струму послідовно. При номінальному первинному струмі  $I_{1ном}$  по вторинній обмотці протікає номінальний вторинний струм 5 А (рідше 1 або 2,5 А), що дозволяє уніфікувати конструкції вимірювальних приладів, а шкали приборів градуювати у відповідності з вимірюваним первинним струмом з урахуванням номінального коефіцієнта трансформації струму:

$$K_{1ном} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}. \quad (13.2)$$

На рис. 13.7 показано трансформатор струму ТА, включений первинною обмоткою  $W_1$  в первинне коло, по якому протікає струм  $I_1$ . До вторинної обмотки  $W_2$  підключені послідовно амперметр РА, реле струму КА і струмова обмотка лічильника активної енергії РІ (обмотка напруги РІ підключається до трансформатора напруги TV).

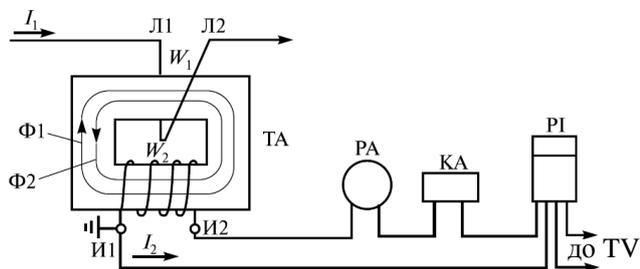


Рис. 13.7. Схема підключення пристроїв і реле до фази мережі через трансформатор струму

Залежно від величини похибки трансформатори струму поділяються на п'ять класів точності: 0,2; 0,5; 1; 3; 10.

Трансформатори струму поділяють:

- за родом установлення: для внутрішніх і зовнішніх електроустановок; вбудовані в силові трансформатори і масляні вимикачі;
- способом установлення: прохідні (в отворах стін, стель, металевих огороженнях комплектних РП) та опорні (на опорних конструкціях);
- конструкцією первинної обмотки: одновиткові стержневі (з первинною обмоткою у вигляді прямолінійного стрижня), одновиткові шинні (у яких роль первинної обмотки виконують шини електроустановок), багатовиткові з первинними обмотками петльового, ланкового та котушкового типів. Кожному типу трансформатора надається буквено-цифрове умовне позначення, таке, наприклад, як показано на рис. 13.8.

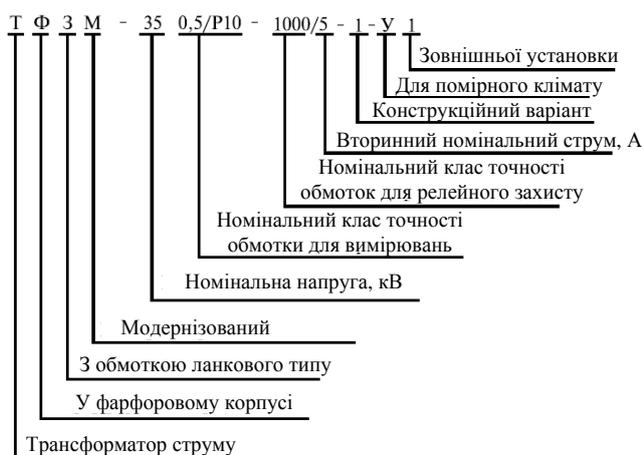


Рис. 13.8. Приклад позначення трансформатора струму

Конструктивне виконання трансформаторів струму наведено на рис. 13.9. Трансформатори типу ТФЗМ (рис. 13.10) з масляним наповненням застосовують для зовнішнього встановлення на напруги 35-220 кВ, а для внутрішнього встановлення застосовують трансформатори струму з литою епоксидною ізоляцією: прохідні одновиткові типу ТПОЛ, опорні ТПЛ, шинні ТШЛ, вбудовані трансформатори струму ТВ і ТВТ, трансформатори з рознімним осердям (струмовиміррювальні кліщі) (рис. 13.11).

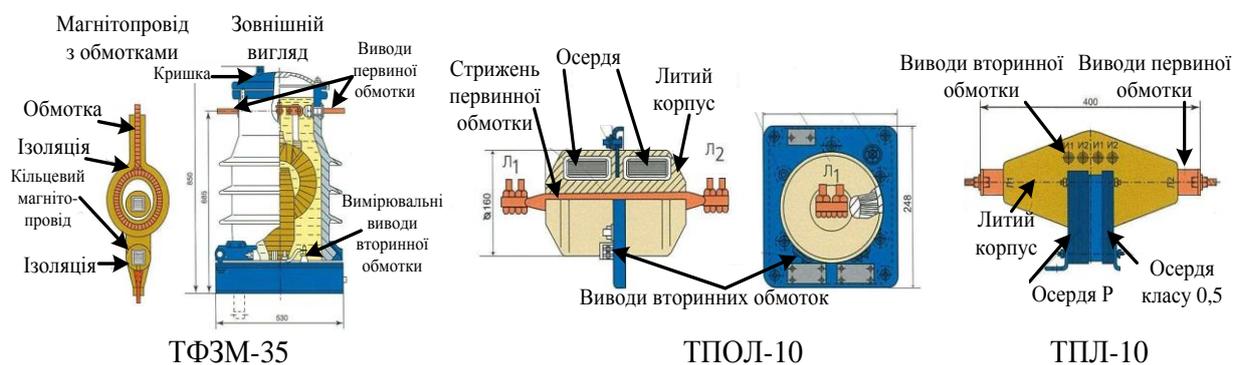


Рис. 13.9. Конструкція трансформаторів струму



Рис. 13.10. Зовнішній вигляд маломасляного вимикача ВМТ-110 (справа) і трансформатора струму ТФЗМ-110 (зліва)

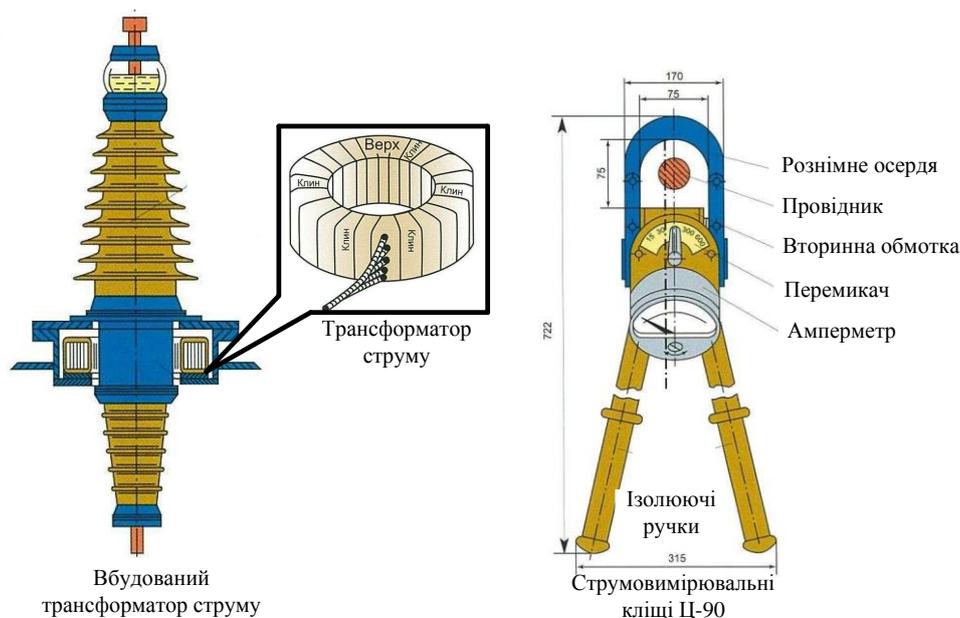


Рис. 13.11. Конструкція трансформаторів струму

### 13.4. Ізолятори

Ізолятори – електротехнічні пристрої, призначені для електричної ізоляції і механічного кріплення електроустановок або їхніх окремих частин, що знаходяться під різними електричними потенціалами.

За призначенням розрізняють ізолятори:

- *станційно-апаратні* – для кріплення струмоведучих частин РП і апаратів;
- *лінійні* – для кріплення до опор проводів повітряних ЛЕП і відкритих РП.

**Апаратні ізолятори** за конструкцією поділяються на опорні, опорно-стрижневі, опорно-штирьові, прохідні і маслонаповнені вводи.

**Опорні ізолятори** призначені для внутрішнього встановлення. У позначенні ізолятора букви та цифри відображують конструкцію, ізолюючий матеріал, номінальну напругу, руйнуюче навантаження та форму фланця. Наприклад, ОФ-10-375ов – опорний, фарфоровий, номінальна напруга 10 кВ, руйнуюче навантаження 375 Н, овальний фланець.

**Опорно-стрижневі** ізолятори виготовляються на напругу 10, 35 і 110 кВ. Наприклад, ОНС-10-1000 – опорний, зовнішньої

установки, стрижневий, номінальна напруга 10 кВ, руйнуюче навантаження 1000 Н. Широко використовують в апаратах електроустановок також ізолятори типів ІОС (ізолятор опорно-стрижневий) і КО (колонковий опорний).

*Опорно-штирвові* ізолятори застосовуються для зовнішнього установа на напругу 6, 10, 35 кВ і позначають ОНШ. Наприклад, ОНШ-35-1000 – опорний, зовнішнього установа, штирвовий, номінальна напруга 35 кВ, руйнуюче навантаження 1000 Н.

*Прохідні ізолятори* використовують при внутрішньому і зовнішньому установа, вони необхідні при прокладанні шин через стіни, перекриття і перегородки між відсіками електроустановки.

*Маслонаповнені вводи* є за призначенням прохідними ізоляторами на напругу 110 кВ і вище. Висока напруженість в ізоляційному проміжку між струмоведучим стрижнем і фарфоровими втулками ізолятора спонукає заповнювати його маслом. У сучасних конструкціях введів разом з масляною широко використовується тверда ізоляція.

*Лінійні ізолятори* за конструкцією поділяються на штирвові і підвісні. Підвісні ізолятори у свою чергу бувають стрижневими і тарільчастими.

Тарільчасті ізолятори при напрузі 35 кВ і вище збираються в натяжні і підвісні гірлянди. Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від їх типу, робочої напруги та умов роботи і приймається: для 35 кВ – 3-4 шт., 110 кВ – 7-8 шт., 220 кВ – 13-14 шт.

Ізолятори можуть виготовлятися з різних матеріалів: фарфору, скла, полімерів. Фарфор, на відміну від скла, піддається старінню, внаслідок чого виникають мікротріщини. Окрім того, дефекти і електричні пробої фарфорових ізоляторів важко піддаються діагностуванню, а ізолятори з електротехнічного загартованого скла розтріскуються і осипаються при пробі, що дає можливість візуально визначити пошкодження.

Різні типи ізоляторів наведено на рис. 13.12.

На сьогодні широке застосування в електроустановках отримують полімерні ізолятори на напругу 35-220 кВ, які класифікують як:

- некерамічні ізолятори (композитні з декількох полімерних матеріалів, а також цільні – з одного полімерного матеріалу);

- ізолятори з традиційних матеріалів (фарфор, скло), покриті тонкою полімерною оболонкою.

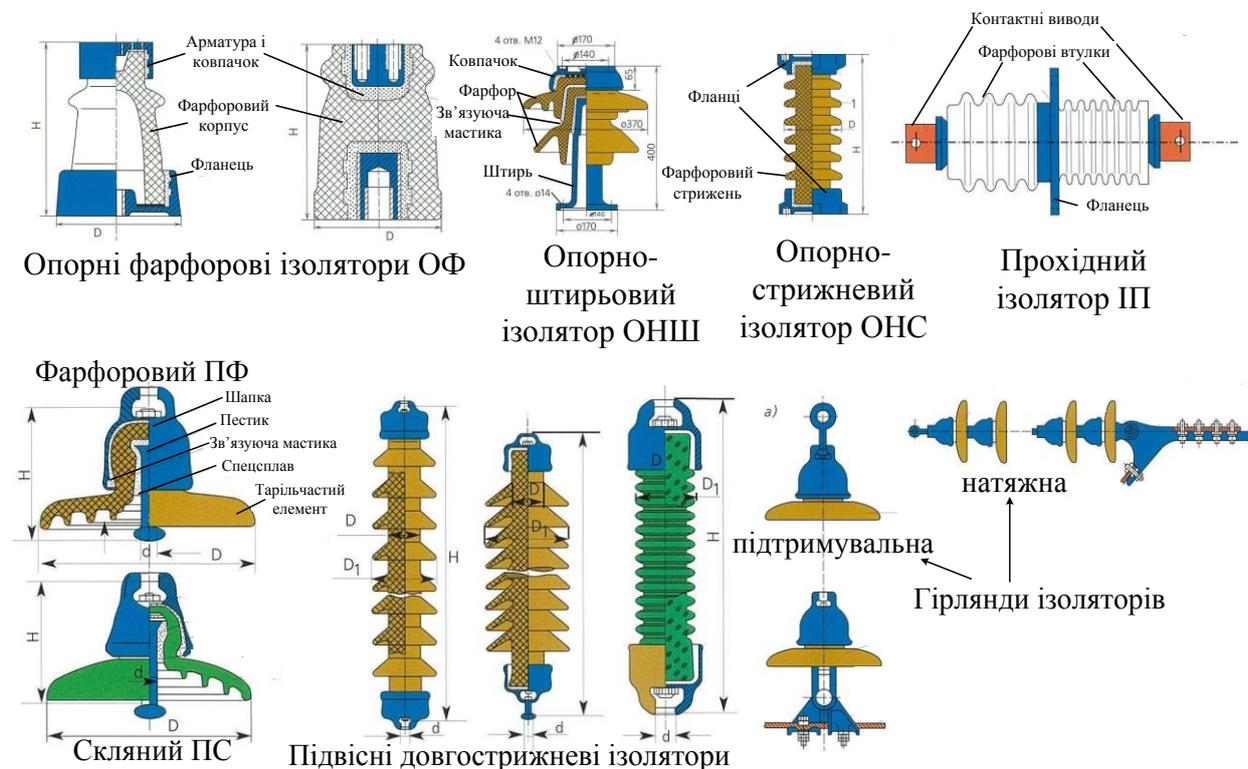


Рис. 13.12. Ізолятори

Такі ізолятори мають меншу вагу (у 10-15 разів легші за гірлянду фарфорових), вони стійкі до ударних механічних навантажень, зручні при монтажі і транспортуванні.

### 13.5. Струмоведачі частини

**Шини** – жорсткі неізольовані провідники, які застосовують для збірних шин розподільних пристроїв, а також для електричного з'єднання апаратів між собою.

У якості матеріалу шин можуть бути використані мідь, алюміній і сталь. Сталеві шини використовуються в малопотужних електроустановках при струмах до 200-300 А. З економічної доцільності застосовують, як правило, шини з алюмінію і його сплавів.

Розповсюдженою формою поперечного перерізу шин є прямокутна – такі шини називають *плоскими* (рис. 13.13). При робочих струмах більше 2000 А струмопроводи збирають з декількох шин - пакета шин, що складається з двох або трьох смуг. Допустимий струм при цьому збільшується до 3200 - 4100 А.

При більших робочих струмах застосовують *составні* шини з двох коробчастих шин великого перерізу.

Найбільш досконалою формою поперечного перерізу шин є кругла кільцева, яку мають *трубчасті* шини.

Фарбування шин емалевою фарбою дещо підвищує тепловіддачу в навколишнє середовище. Для полегшення орієнтування персоналу в електроустановках застосовують кольорове позначення шин: на постійному струмі «+» фарбують червоним, «-» фарбують синім; на трифазному змінному струмі фаза А – жовтий, фаза В – зелений, фаза С – червоний, нульова робоча N – блакитний, нульова захисна N – повздовжні смуги жовтого і зеленого кольорів.

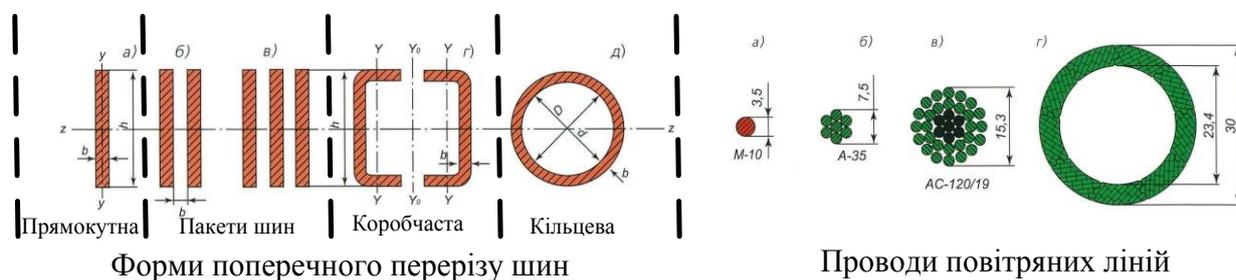


Рис. 13.13. Шини

**Кабелі** – провідники струму, ізолювані один від одного і від землі пластмасовою або гумовою ізоляцією і поміщені у свинцеву, алюмінієву, полівінілхлоридну або гумову оболонку.

За призначенням кабелі поділяють на силові і контрольні.

**Силові кабелі** використовують для передачі електричної енергії там, де застосування з цією метою неізолюваних шин і проводів неможливе або недоцільне. Силові кабелі з гумовою ізоляцією випускають на напруги 0,66-10 кВ, кабелі з пластмасовою ізоляцією – до 35 кВ, з паперовою просоченою ізоляцією 1-35 кВ, а також маслонаповнені кабелі напругою 110-220 кВ. Застосовуються кабелі з пластмасовою ізоляцією до 500 кВ, а

також випробовуються дослідно-промислові зразки високотемпературних надпровідних кабелів.

Виготовляють силові кабелі з 1, 2, 3, 4 і 5 струмоведучими жилами. Для виготовлення жил використовують мідь і алюміній. Залежно від необхідної гнучкості кабеля жили можуть бути одно- і багатопровідними (гнучкіші).

*Контрольні кабелі* (кабелі зв'язку) застосовують для передачі інформації в колах управління, вимірювання, контролю і обліку, захисту і сигналізації, автоматики і телемеханіки. Контрольні кабелі виконують багатожильними від 4 до 61 жили перерізом до 10 мм<sup>2</sup>.

Конструкція кабеля залежить від призначення і умов його застосування. Основними конструктивними елементами кабеля є струмоведучі жили, ізоляція, захисна оболонка, броня і захисні покрови (рис. 13.14).



Рис. 13.14. Кабелі

### 13.6. Комутаційні та захисні апарати

**Електричний контакт** – місце стикання двох (декількох) провідників між собою, через яке електричний струм проходить з одного кола в інше.

Контакти можна поділити на дві основні групи – *розмикальні* і *нерозмикальні*.

Нерозмикальні (рис. 13.15) у свою чергу поділяються на нерухомі (за допомогою зварювання або болтів) і рухомі (у яких

має місце ковзання або кочення однієї контактної частини відносно іншої).

Розмикальні контакти (рис. 13.16) класифікують так: поверхневі (коли контакт утворюється при дотику двох площин), лінійні (контакт утворюється при дотику площини шини з ребром іншої шини, а також двох циліндричних поверхонь по їх загальній твірній) і точкові (контакти утворюються при дотику сферичних поверхонь або сфери і площини).

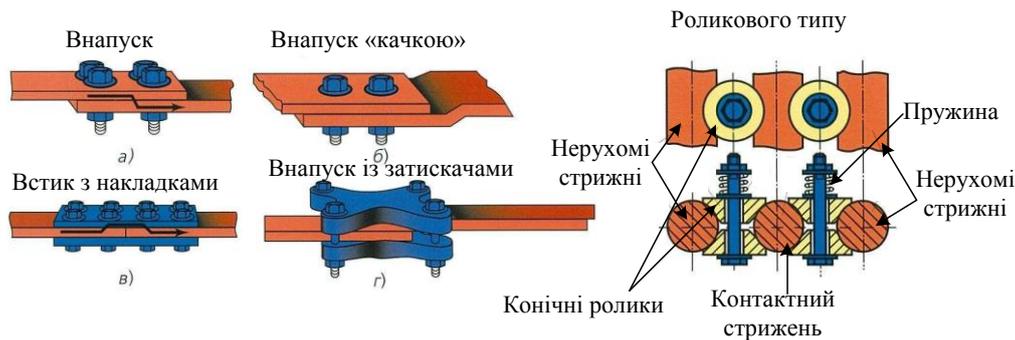


Рис. 13.15. Нерозмикальні контакти

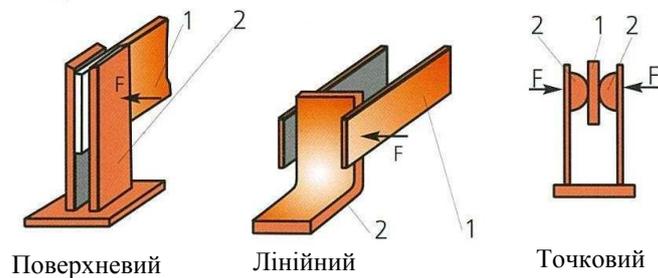


Рис. 13.16. Розмикальні контакти:  
1 – рухомий контакт; 2 – нерухомий контакт

Для замикання і розмикання кіл постійного і змінного струму напругою до 1000 В включно застосовують такі апарати: рубильники і перемикачі, пакетні вимикачі, магнітні пускачі, контактори і автоматичні вимикачі.

**Рубильники** призначені для ручного вмикання і вимикання низьковольтних електричних кіл постійного і змінного струму до 1000 А. За способом управління рубильники можуть бути з центральною рукояткою або з боковою, а також з центральним

важільним приводом або бічним (рис. 13.17). За кількістю полюсів бувають одно-, дво-, три- і чотирьополюсні. У позначення рубильника входить буква Р, цифра, що вказує на кількість полюсів і номінальний струм. Наприклад Р16 – рубильник однополюсний на 600 А.

Основним призначенням рубильників є вимкнення електричних кіл без навантаження з метою створення видимого розриву кола при ремонтних роботах.

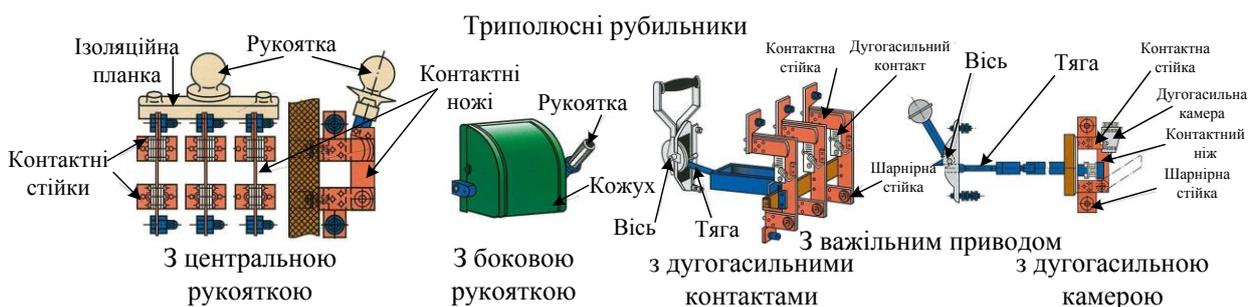


Рис. 13.17. Рубильники

**Перемикачі** призначені для почергового вмикання і вимкнення низьковольтних електричних кіл (рис. 13.18). Від рубильників конструктивно вони відрізняються додатковими нерухомими контактними стійками і двосторонніми ножами. У позначеннях ставиться П (перемикач), наприклад ППЦ – перемикач з важільним центральним приводом.

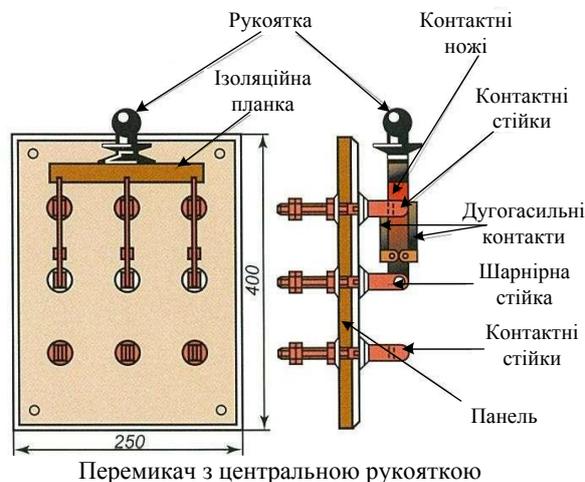


Рис. 13.18. Перемикач

**Пакетні перемикачі** мають те саме призначення, що і рубильники і перемикачі, і в багатьох випадках заміняють їх застарілі конструкції (рис. 13.19).

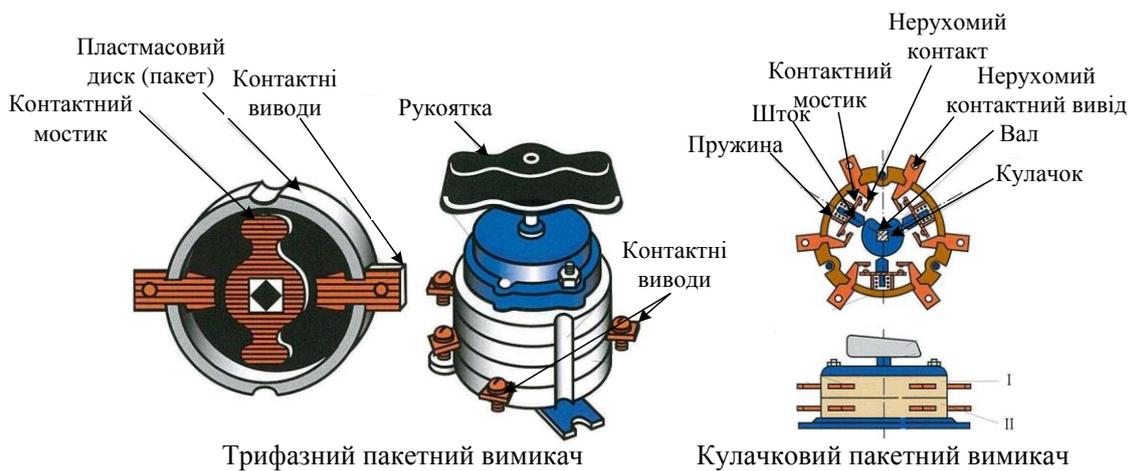


Рис. 13.19. Пакетні перемикачі

Магнітні пускачі і контактори служать для дистанційного управління об'єктами електроустановок напругою до 1 кВ, які знаходяться на деякій відстані від пункту управління.

**Магнітні пускачі** – комутаційні апарати, призначені для дистанційного пуску і зупинки низьковольтних електродвигунів, а також їх захисту від струмів перевантажень (рис. 13.20). При вмиканні пускача на котушку електромагніту (зверху) подається напруга, магнітне осердя намагнічується і притягує яркір, повертаючи його, долаючи зусилля зворотної пружини. При повороті важеля ярка відбувається замикання контактної містки з нерухомими контактами, у колі виникає струм, який протікає через нагрівальний елемент теплового реле.

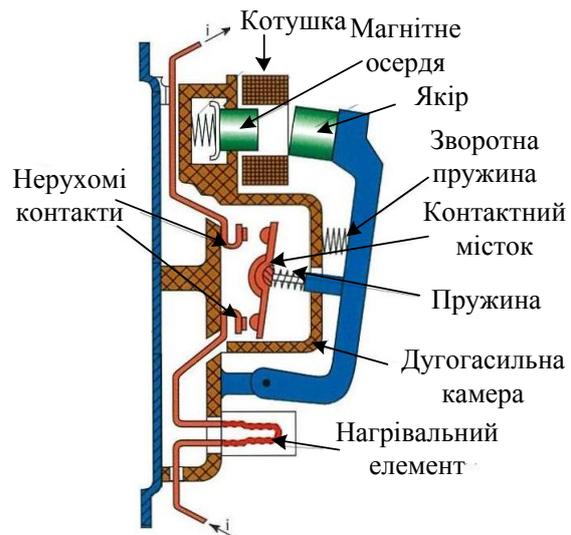


Рис. 13.20. Магнітний пускач

**Контактори** – комутаційні апарати, призначені для дистанційного управління електричними колами постійного і змінного струму в електроустановках напругою до 1 кВ при частих вмиканнях і вимиканнях (рис. 13.21). Контактори змінного струму за принципом дії не відрізняються від магнітних пускачів, основні їх відмінності – інше конструктивне виконання.

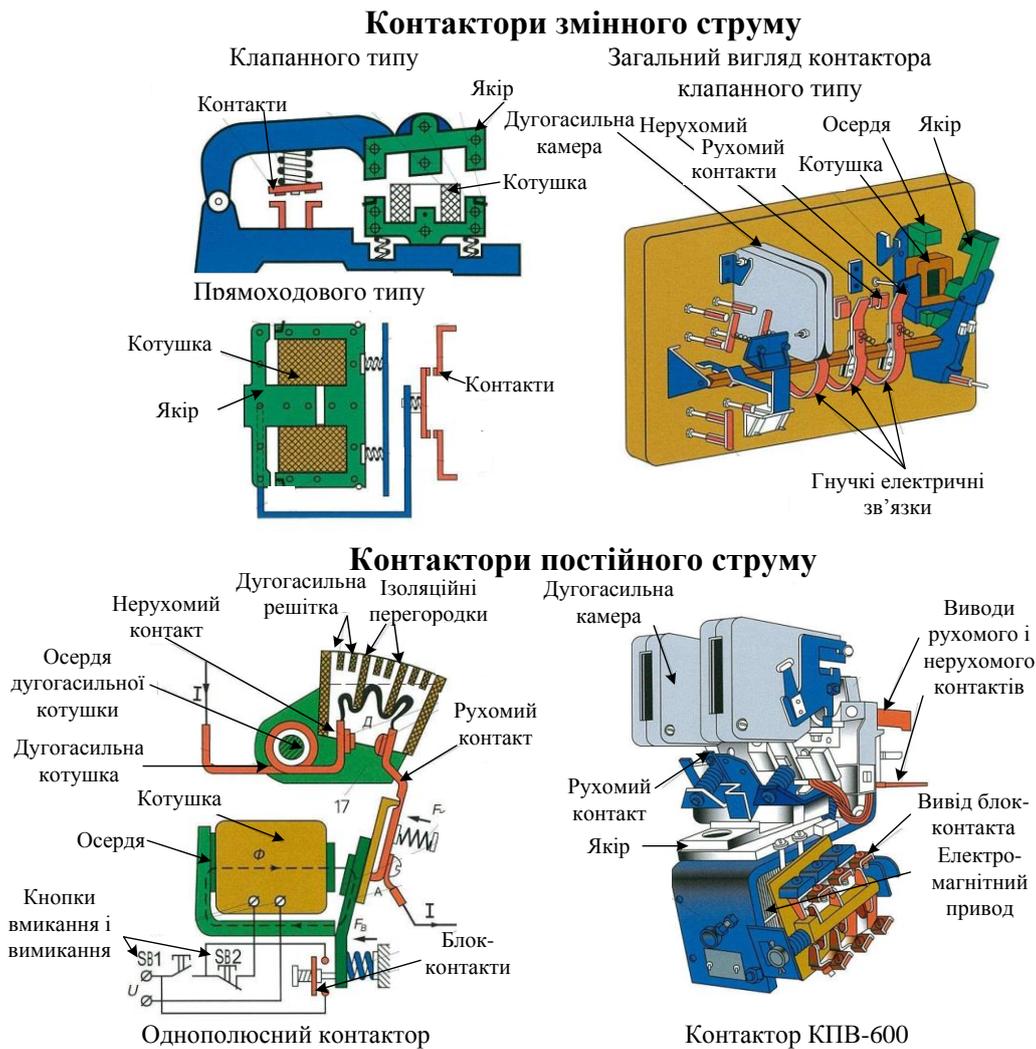


Рис. 13.21. Контактори змінного і постійного струму

У контакторах змінного струму застосовують магнітні системи клапанного і прямоходового типів. Контактори постійного струму призначаються для вмикання і вимикання силових електричних кіл постійного струму напругою до 220 В при частих перемиканнях і до 440 В при нечастих.

**Автоматичні вимикачі (автомати)** призначені для оперативних вмикань і вимикань низьковольтних електричних кіл і захисту їх від струмів к.з. і перевантажень, а також від зникнення або зниження напруги мережі.

**Розчеплювачі** в автоматичних вимикачах виконують роль захисних елементів, що реагують на відхилення тієї чи іншої контрольованої величини від свого нормального значення. В автоматах можуть бути встановлені такі розчеплювачі:

- максимального струму, що спрацьовують миттєво при к.з. в колі;
- мінімальної напруги, що спрацьовує при зниженні або зникненні напруги;
- зворотного струму, що спрацьовує при зміні напрямку струму в колі постійного струму;
- незалежні від жодних параметрів кола, що служать для дистанційного вимкнення автоматів;
- теплові, що застосовуються для захисту від перевантажень;
- комбіновані, що вмикають електромагнітні і теплові розчеплювачі одночасно.

На рис. 13.22 схематично наведена конструкція автоматичного вимикача, який має дугогасильні і головні контакти. Головні контакти з міді мають малий перехідний опір і можуть тривалий час пропускати значний струм. Дугогасильні контакти виконуються з металокераміки і вмикаються паралельно головним.

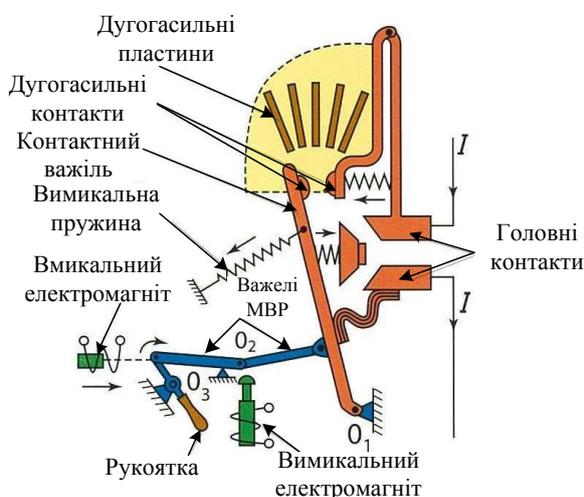


Рис. 13.22. Принцип дії автоматичного вимикача

Ввімкнення автомата здійснюється вручну при повороті рукоятки за годинниковою стрілкою навколо осі  $O_3$  або дистанційно за допомогою вимикального електромагніту. При цьому важелі механізму вільного розчеплення (МВР) переміщують вправо контактний важіль, долаючи зусилля вимикальної пружини. При повороті контактного важеля навколо осі  $O_1$  замикаються дугогасні контакти, стискаючи свою амортизаційну пружину, потім – головні контакти. Ввімкнений автомат стає на защіпку при переміщенні шарнірного з'єднання  $O_2$  вниз.

Вимкнення автомата здійснюється вручну шляхом повороту рукоятки проти годинникової стрілки або автоматично і дистанційно при протіканні струму по обмотці вимикального

електромагніту розчеплювача. Його осердя переміщує шарнір  $O_2$  вгору і жорстка система важелів «зламується» по шарніру. Вимикальна пружина вимикає вимикач. Виникаюча між контактами дуга гасне в дугогасильній камері шляхом поділу на ряд дуг металевими пластинами.

Улаштування автоматичного вимикача з комбінованим розчеплювачем наведено на рис. 13.23, а. Він зібраний у пластмасовому корпусі, має металевий цоколь з різьбою, за допомогою якого вгвинчується в різьбову гільзу основи пробкового запобіжника.

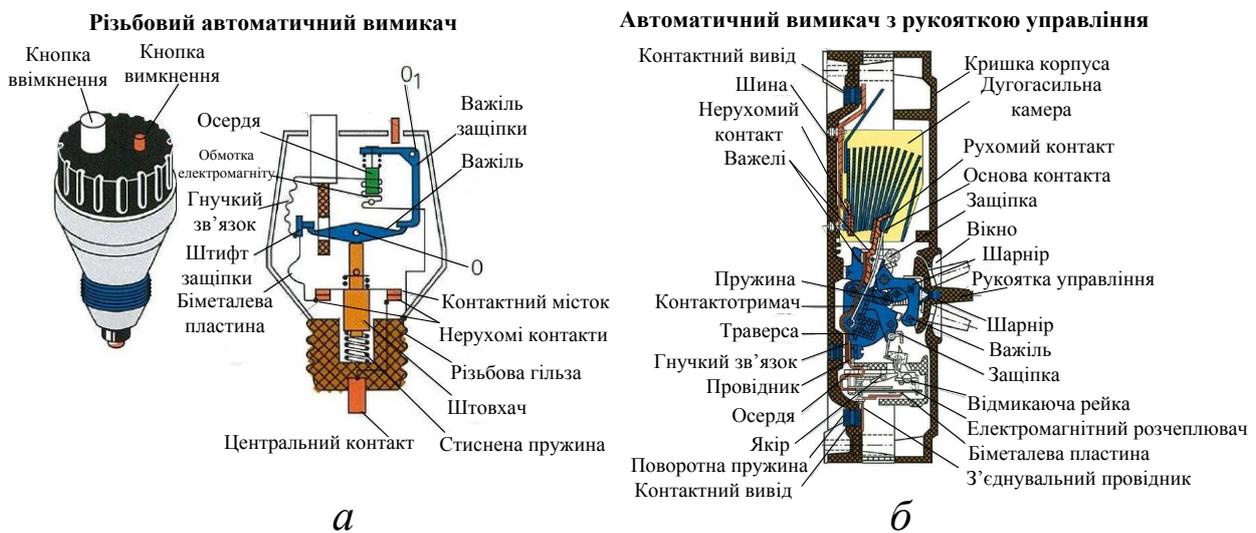


Рис. 13.23. Автоматичні вимикачі

Ввімкнення або вимкнення автомата вручну здійснюється натисненням однієї з кнопок. При ввімкненому автоматі струм протікає від центрального контакту через нерухомі контакти, з'єднані контактним містком, біметалеву пластину, гнучкий зв'язок, обмотку електромагнітного розчеплювача до різьбової гільзи. При короткому замиканні осердя електромагніту втягується вниз, важіль защіпки повертається навколо осі  $O_1$ , вивільняючи важіль. Рухома система вимикача під дією стисненої пружини переміщується вгору, штовхач розмикає контакти. При тривалому перевантаженні біметалева пластина нагрівається, штифт защіпки переміщується вліво, вивільняючи важіль, автомат вимикається.

Широке розповсюдження отримали автоматичні вимикачі, у яких ручне управління здійснюється за допомогою рукоятки (рис. 13.23, б), яка одночасно є показником положення вимикача: верхнє положення – вимикач ввімкнений, нижнє – вимкнений.

Таким чином, автоматичні вимикачі є як комутаційними, так і захисними апаратами низьковольтних електричних кіл.

**Запобіжники** є захисними апаратами, які застосовуються для захисту від струмів к.з. і перевантажень як низьковольтних, так і високовольтних електричних кіл (рис. 13.24).

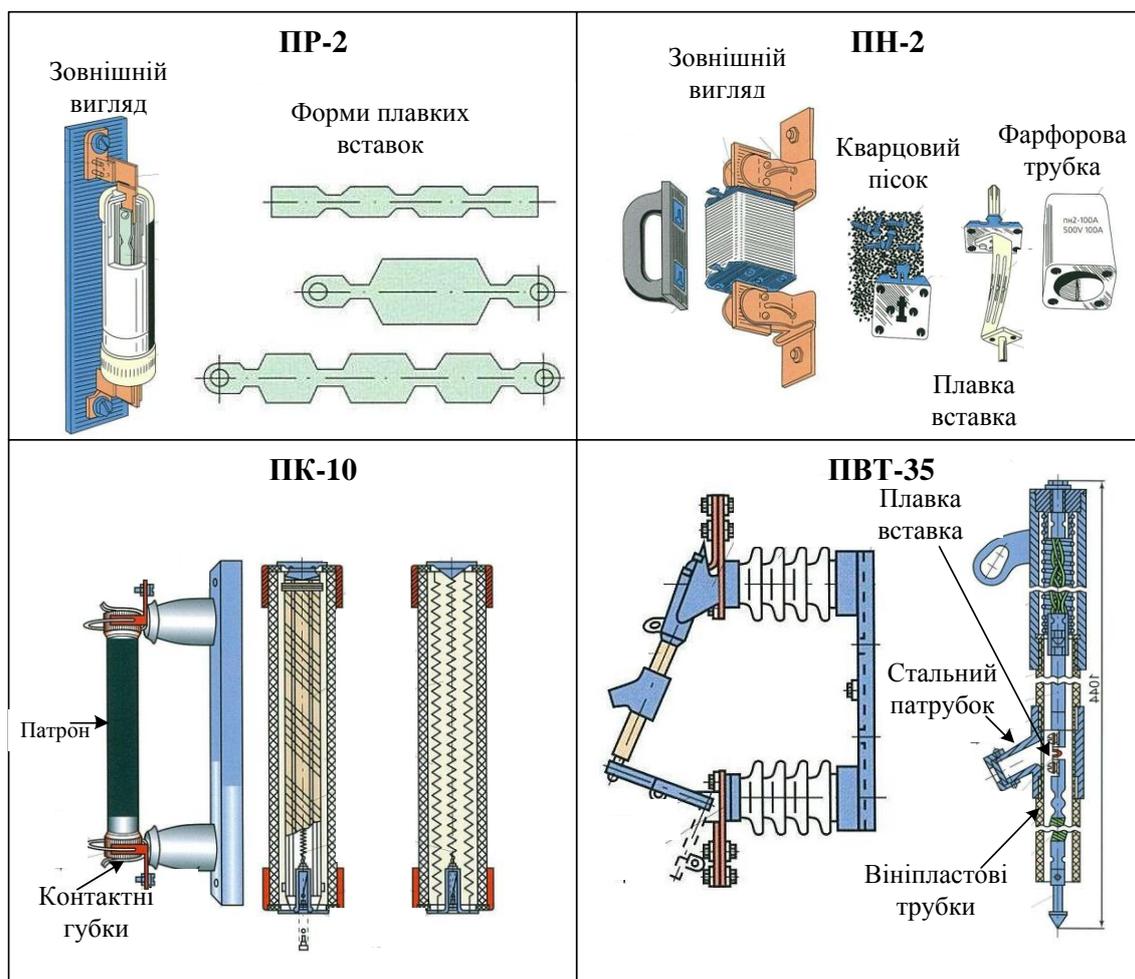


Рис. 13.24. Запобіжники

Широке розповсюдження отримали пробочні і трубчасті запобіжники напругою до 1 кВ типів PR-2, PN-2, НПН (трубчасті) і ПРС (пробочні).

Основні: без наповнювача розбірні – типу PR-2, з наповнювачем (кварцовим піском, що добре поглинає тепло,

охолоджує газу, у результаті чого дуга деіонізується і гаситься настільки швидко, що струм не встигає досягнути максимального значення) – типу ПН-2. Запобіжники з наповнювачем мають кращі струмообмежувальні властивості та менший час вимикання кола. Запобіжник ПН-2 можна перезаряджати багатократно.

В електроустановках напругою від 6 до 35 кВ застосовують запобіжники типів ПК і ПНК (внутрішнього і зовнішнього установлення) з кварцовим наповнювачем для захисту силових кіл, ПКТ і ПКТН – для захисту трансформаторів всередині та зовні.

*Газогенеруючі запобіжники* типу ПВТ-35 (запобіжники вихлопні для захисту силових трансформаторів) призначені для зовнішнього установлення в мережах напругою 35 і 110 кВ. Під дією дуги вініпластові трубки виділяють газ, тиск у патроні збільшується і дуга гаситься в потоці газу, що створює повздовжне дуття через нижній отвір і поперечне – через клапан бокового отвору патрона. Спрацювання запобіжника супроводжується звуковим ефектом, схожим на постріл, тому його також називають стріляючим.

Застосування запобіжників істотно здешевлює електроустановки, але через старіння плавких вставок і з інших причин захисні характеристики запобіжників досить нестабільні, що змушує застосовувати у високовольтних колах вимикачі з релейним захистом.

## **14. Високовольтне обладнання розподільних пристроїв**

### **14.1. Високовольтні вимикачі**

Високовольтні вимикачі служать для вмикання і вимикання високовольтних кіл у всіх режимах роботи електроустановок (нормальному, ненормальному, аварійному) [24-27].

За принципом гасіння дуги і роду дугогасного середовища вимикачі поділяються на масляні, електромагнітні, елегазові та вакуумні.

Найбільш розповсюдженими є *масляні вимикачі*, у яких гасіння дуги відбувається в трансформаторному маслі.

В електромагнітних вимикачах гасіння дуги здійснюється за рахунок переміщення її в просторі магнітним полем.

В елегазових вимикачах гасіння дуги відбувається в середовищі шестифтористої сірки SF<sub>6</sub> (в електричному газі – скорочено елегазі), яка активно захоплює електрони в стовбі дуги.

Вакуумні вимикачі здійснюють гасіння дуги у вакуумній камері, де газ практично відсутній. Ці вимикачі за своїми властивостями найбільш близькі до ідеальних і тому на даний момент отримують все більш широке розповсюдження. Теоретично і практично доведено, що найпростіший спосіб гасіння електричної дуги – у вакуумі, де відсутнє середовище, що проводить електричний струм.

Вимикачі класифікуються:

- за кількістю фаз: одно- і трифазні;
- місцем установлення: внутрішньої і зовнішньої.

**Масляні вимикачі.** Масляний вимикач належить до розряду комутаційних пристроїв для електричних кіл, що працюють під високою напругою. Масляні вимикачі використовуються в електроустановках напругою 35, 110 і 220 кВ.

Вони виконують функції вмикання і вимикання в декількох режимах:

- при тривалому навантаженні;
- у момент короткого замикання;
- в умовах перевантаження;
- при несинхронізованій роботі;
- у стані холостого ходу.

**Переваги і недоліки.** Незважаючи на те, що масляні вимикачі є «найстарішим» типом пристроїв управління струмами високої напруги, їх продовжують активно використовувати завдяки цілому ряду позитивних якостей:

- проста конструкція пристрою;
- висока здатність до вимикання;
- можливе установлення зовні;
- придатність для монтажу вбудованих трансформаторів.

Серед негативних рекомендацій до використання виділяють такі:

- вибухонебезпечність і можливість виникнення пожежі;
- необхідність організації постійного контролю за рівнем масла, його технічним станом;

- використання великої кількості масла, що вимагає значного часу при його заміні, і так само викликає необхідність мати запаси цієї сировини;

- великі розміри, що ускладнюють перевезення, монтаж, установлення.

**Конструкційні виконання.** У масляних вимикачах на кожному етапі передбачено окремий сталевий бак, заповнений трансформаторним маслом, яке використовується в якості газогенеруючої рідини при гасінні дуги в процесі вимкнення, а також для ізоляції контактної системи від заземленого бака.

Розрізняють два основні типи масляних вимикачів: *багатооб'ємні (бакові)* і *малооб'ємні (маломасляні, горщиківі)*. У *малооб'ємних* вимикачах масло служить тільки для гасіння дуги, а в *багатооб'ємних* воно також є ще й ізолюючим середовищем. Для пристрою масляного вимикача першого типу використовують баки з маслом. У них містяться контактна дугогасильна система і вводи. Пристрій масляного вимикача горщиківого типу не дозволяє створити умови для ізоляції контактів маслом. Для кожного розриву дуги передбачено використання окремої камери, у якій розміщено дугогасильний пристрій. У цих апаратах зменшена кількість масла, що робить їх використання кращим.

До багатооб'ємних масляних вимикачів належать, наприклад, С-35 на номінальний струм 630 А і напругу 35 кВ; У-110 на напругу 110 кВ; МКП (масляний камерний підстанційний), конструкція яких наведена на рис. 14.1 і рис. 14.2.

**Принцип дії.** При вмиканні приводний механізм переміщує штангу разом з дугогасильною камерою вниз, між рухомим і нерухомим контактом утворюються дві дуги, які розкладають масло на газ. Тиск у камері різко підвищується і дуги віддуваються у вихлопні отвори. Стикаючись з холодними шарами масла, дуги охолоджуються, деіонізуються і повністю гаснуть при черговому переході струму через нуль. Інтенсивне гасіння дуги відбувається завдяки присутності водню в газовому бульбашці, що виникає при розкладанні масла.

Важливу роль у роботі вимикача відіграє буферний простір з повітря у верхній частині бака. Він дозволяє маслу розширюватись вгору, через що зменшується тиск на стінки і дно бака. Якщо цей простір недостатній (високий рівень масла), то можливий вибух бака. При низькому рівні масла водень при виділенні газів, маю-

чий високу температуру, піднімаючись вгору, не встигає охолоджуватись і, з'єднуючись з киснем повітря, може викликати вибух. Тобто вибух вимикача може виникнути як при підвищенні, так і зниженні рівня масла, через що в процесі експлуатації слід вести за ним ретельний контроль. Для цього баки мають маслопоказчики.

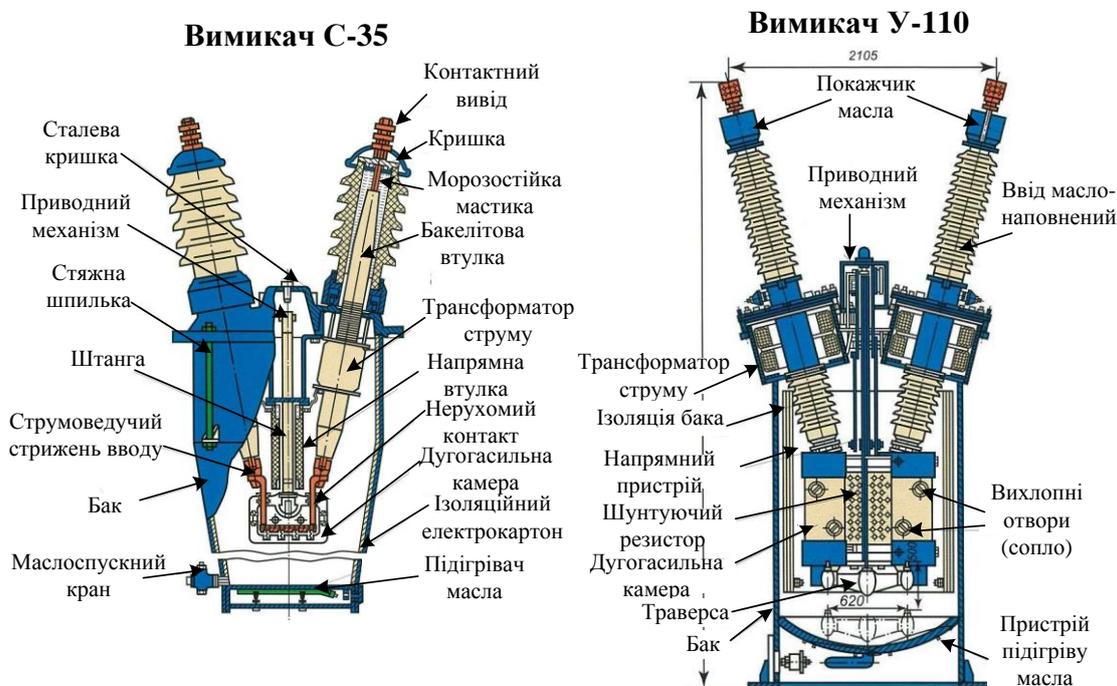


Рис. 14.1. Багатооб'ємні масляні вимикачі

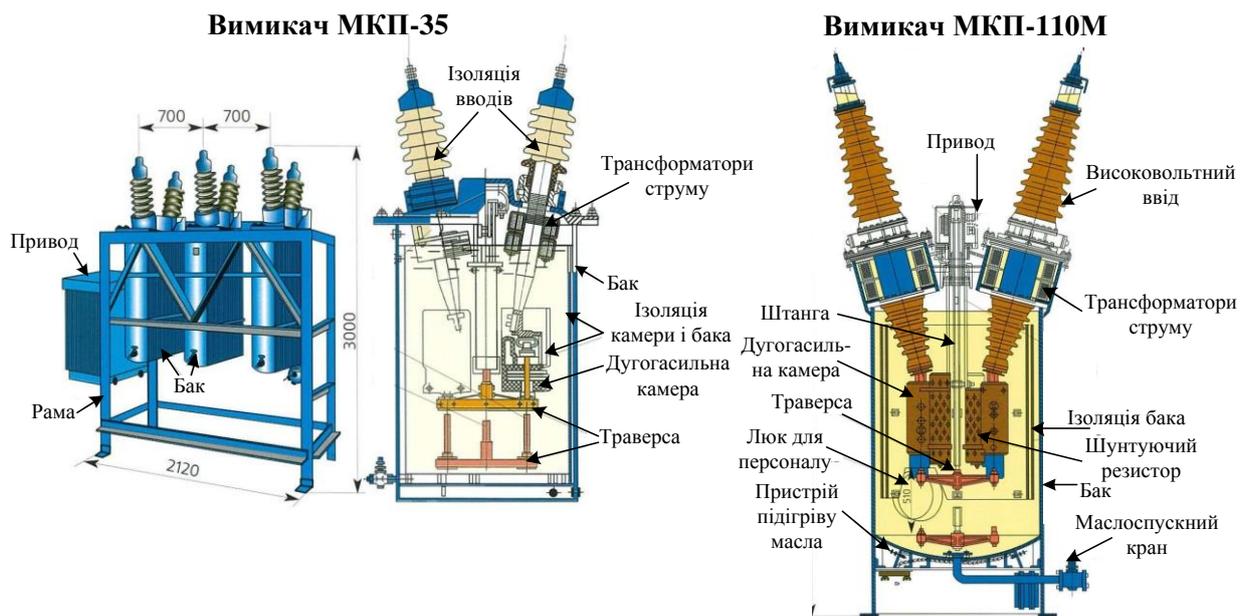


Рис. 14.2. Багатооб'ємні масляні вимикачі

Вимикачі мають досить складне улаштування дугогасильних камер. Загалом у випадку С-35 вона являє собою облицьовану дугостійким матеріалом порожнину, у якій розміщено рухомий контактний міст з металокерамічними напайками, що опирається знизу на контактні пружини і відштовхується від нерухомих контактів ізольованою штангою привода. У випадку У-110 при вимиканні вимикача траверса вимикача опускається вниз, розриваючи дві пари послідовно з'єднаних контактів.

Зовнішній вигляд багатооб'ємних масляних вимикачів показано на рис. 14.3.



Рис. 14.3. Фото масляних вимикачів С-35 і У-110

**Малооб'ємні масляні вимикачі.** У таких вимикачах масло служить тільки газогенеруючим середовищем у процесі гасіння дуги, а для ізоляції струмоведучих частин використовується фарфор, склопластик, текстоліт та інші ізоляційні матеріали. Такі вимикачі мають значно менші габарити і масу порівняно з багатооб'ємними, а також потребують невеликої кількості масла.

До малооб'ємних належать такі вимикачі: вимикач ВМП-10 (вимикач масляний підвісний для внутрішнього установа), вимикач ВМК-35 (вимикач маломасляний колонковий для зовнішнього установа), ВМУЕ-35Б (ВМУЕ-27,5) (вимикач маломас-

ляний уніфікований з електромагнітним приводом для зовнішнього установалення з номінальним струмом вимикання 25 кА).

Процес гасіння дуги полягає в тому, що при вимиканні вимикача стрижень виходить з розеткового контакту, виникає електрична дуга, під дією високої температури масло генерує газу, навколо дуги виникає газовий пузир, тиск у камері підвищується і повітря в буферному просторі (зліва) стискається. При русі стрижня вгору відкриваються дуттєві горизонтальні канали, стиснене повітря виштовхує в них масло та газу, розтягуючи дугу і виконуючи інтенсивну деіонізацію. Масло і газу по вертикальних дуттєвих каналах викидаються з дугогасильної камери у верхню частину полюса.

Масло в процесі гасіння практично не витрачається, однак насичується частинками металу електродів, зваженим вуглеводом – продуктом розкладання масла, твердими механічними домішками і водою. Тому масло після певної кількості вимикань заміняють.

Час вимкнення вимикача з приводом 0,09 с, а повний – 0,11 с.

На рис. 14.4 показано на прикладі вимикача *ВМП-10* зовнішнє та внутрішнє улаштування, а також фото малооб'ємного масляного вимикача.

*Вимикач ВМК-35* складається з трьох фарфорових колонок, встановлених на візку і призначений для зовнішнього установалення (рис. 14.5). Кожна колонка складається з двох апаратних порожнинних ізоляторів, у верхньому знаходиться дугогасильна камера, у нижньому – ізоляційна тяга, до якої кріпиться рухомий контактний стрижень.

Вимикач *ВМК-27,5* на напругу 27,5 кВ має аналогічну конструкцію і принцип гасіння дуги, але складається з однієї колонки.

Час вимикання вимикача *ВМК-35* складає 0,1 – 0,11 с.

*Вимикач ВМТ-110* розрахований на напругу 110 кВ, приходить на зміну багатооб'ємних *МКП-10* і *У-100* (рис. 14.6). Він складається з трьох фарфорових колон, у нижній частині яких знаходяться тяги для передачі зусилля від привода, а у верхній частині, заповненій трансформаторним маслом, – дугогасильний пристрій. Рівень масла контролюється за допомогою маслопокажчика, поряд з ним на ковпаку кожного полюса розміщується манометр для контролю надлишкового тиску в дугогасильному пристрої. Дугогасильний пристрій заповнено стисненим азотом,

який забезпечує надлишковий тиск, що сприяє підтриманню високої електричної міцності міжконтактного проміжку, підвищенню зносостійкості контактів і збереженню високого рівня внутрішньої ізоляції незалежно від зовнішніх атмосферних умов. Надлишковий тиск створюється перед пуском вимикача в експлуатацію і завдяки надійній герметизації зберігається до чергової ревізії.

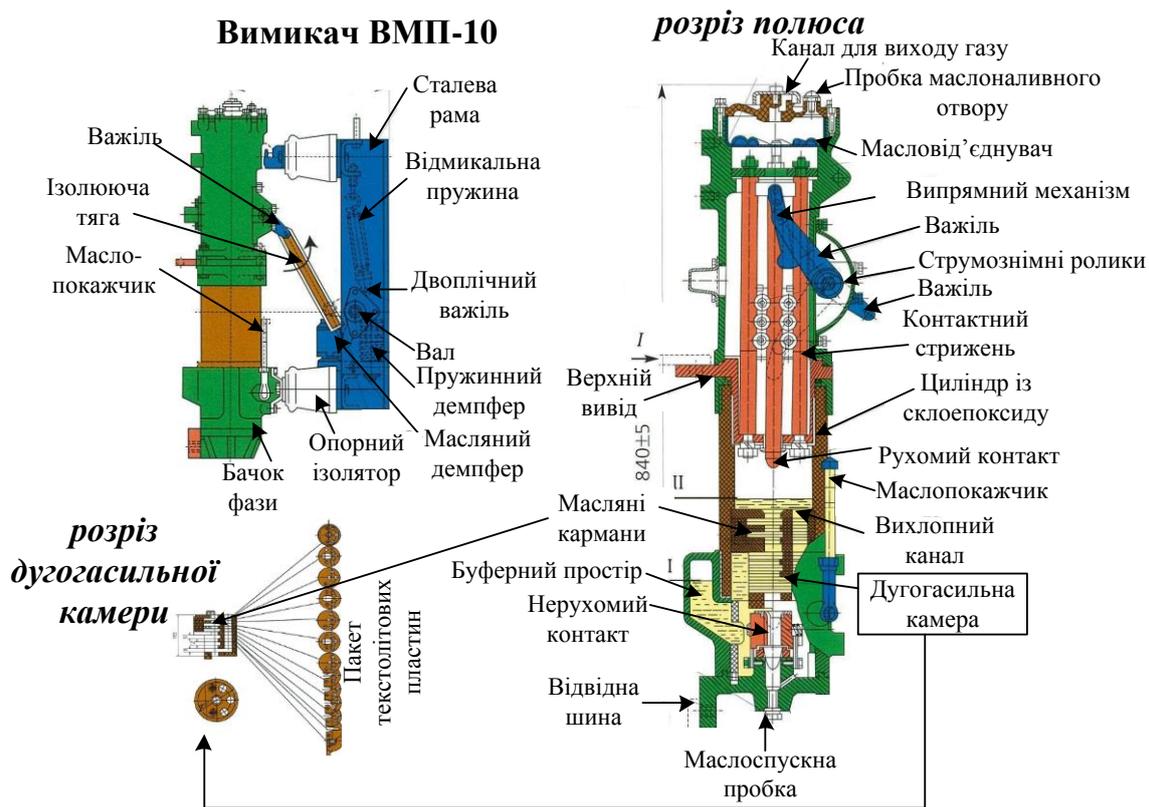


Рис. 14.4. Малооб'ємний масляний вимикач ВМП-10

### Вимикач ВМК-35

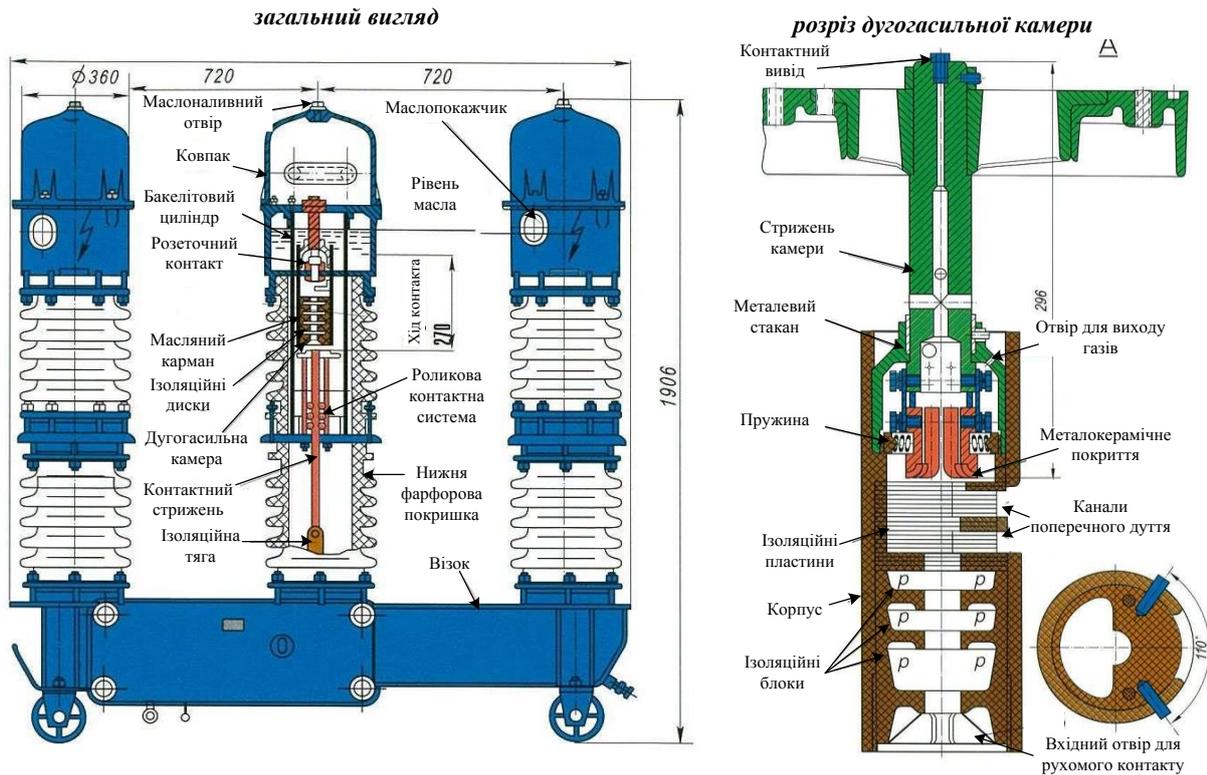


Рис. 14.5. Малооб'ємний масляний вимикач ВМК-35

Дугогасильний пристрій складається з дугогасильної камери, нерухомого контакту, ковпака, струмопроводу з рухомим контактом. Камера поміщена всередину встановленого на струмовідводі склопластикового циліндра, що захищає фарфоровий корпус від впливу тиску, який виникає при гасінні дуги. Дугогасильна камера зустрічно-поперечного дуття являє собою ізоляційний циліндр, що щільно охоплює фігурні вкладиші з дугостійкого фторопласту, які утворюють зони вихлопу, горизонтальні дуттєві щілини і центральний отвір для проходження рухомого контакту до нерухомого, що знаходиться в камері.

Вимикач ВМТ-110 належить до швидкодіючих, його власний час вимикання складає 0,03-0,035 с, а повний – 0,05-0,06 с.

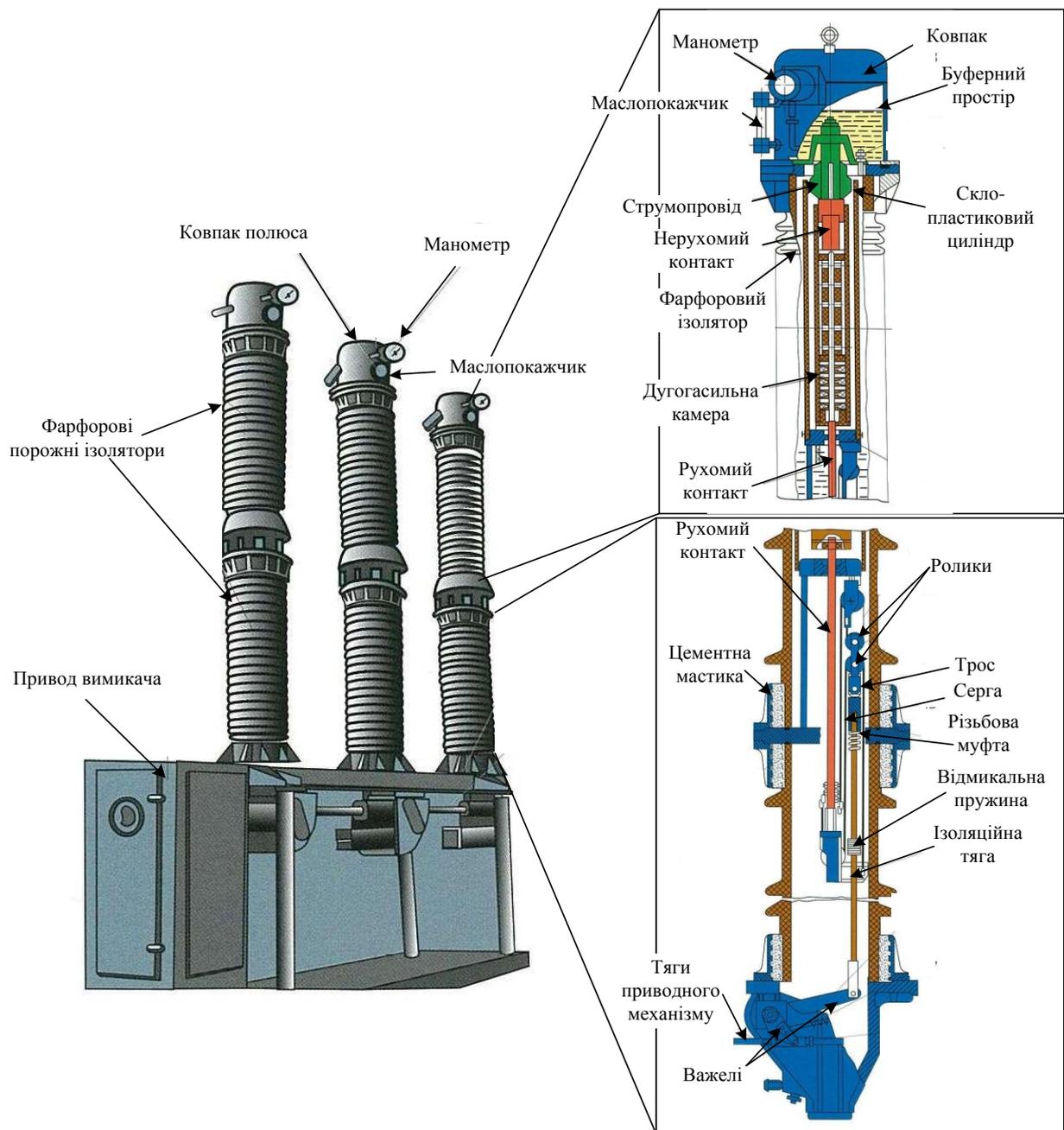


Рис. 14.6. Вимикач ВМТ-110

**Вакуумні вимикачі.** Доведено, що найбільш простий спосіб гасіння електричної дуги – у вакуумі, у якому відсутнє середовище, що проводить струм. Вакуумні вимикачі більш прості в експлуатації, ніж масляні та електромагнітні, і завдяки своїм перевагам поступово їх витісняють.

Основні переваги:

- відсутність необхідності заміни і поповнення масла;
- висока зносостійкість при вимиканні як номінальних, так і струмів к.з.;
- простота експлуатації, зниження експлуатаційних витрат;
- безшумність, чистота, екологічність;
- висока швидкодія.

Недоліки:

- рентгенівське випромінювання, особливо при напрузі більше 35 кВ;
- можливі комутаційні перенапруги при вимиканні малих індуктивних струмів;
- властивість матеріалів до зварювання в умовах глибокого вакууму.

Основою будь-якого вакуумного вимикача є вакуумна дугогасильна камера, у якій створюється вакуум порядку  $1,33 \cdot 10^{-4}$  Па ( $10^{-6}$  мм рт. ст.).

На рис. 14.7 наведено конструкцію *вакуумного вимикача типу ВВ-TEL-10-1000*.

Принцип його дії такий:

1) вмикання: при подачі живлення на котушку електромагніту, якір, стискаючи відмикальну пружину, переміщується вгору разом з тяговим ізолятором і рухомим контактом, який замикається з нерухомим. У цей час кільцевий магніт запасає магнітну енергію, необхідну для утримання вимикача у ввімкненому стані, а котушка поступово знеструмлюється. Після цього привод підготовлений до операції вимикання;

2) у ввімкненому стані вимикач утримується силою магнітного притягіння якоря до кільцевого магніту, так званою «магнітною заціпкою», при цьому енергія з зовнішнього кола не споживається, струм через вимикач проходить через гнучкий струмомоз'єм;

3) при вимкненні: блок управління подає імпульс протилежного напрямку в котушку, розмагнічуючи магніт і знімаючи привод з «магнітної заціпки». Під дією пружин якір переміщується вниз разом з тяговим ізолятором і рухомим контактом, вимикач вимикається, відбувається гасіння дуги у дугогасильній камері.

Зовнішні допоміжні кола перемикаються герконами під дією постійного магніту, що переміщується разом з валом.

Вакуумні вимикачі знаходять все більше застосування в електроустановках напругою 35 кВ (трифазні на одній основі) і 27,5 кВ (однофазні).

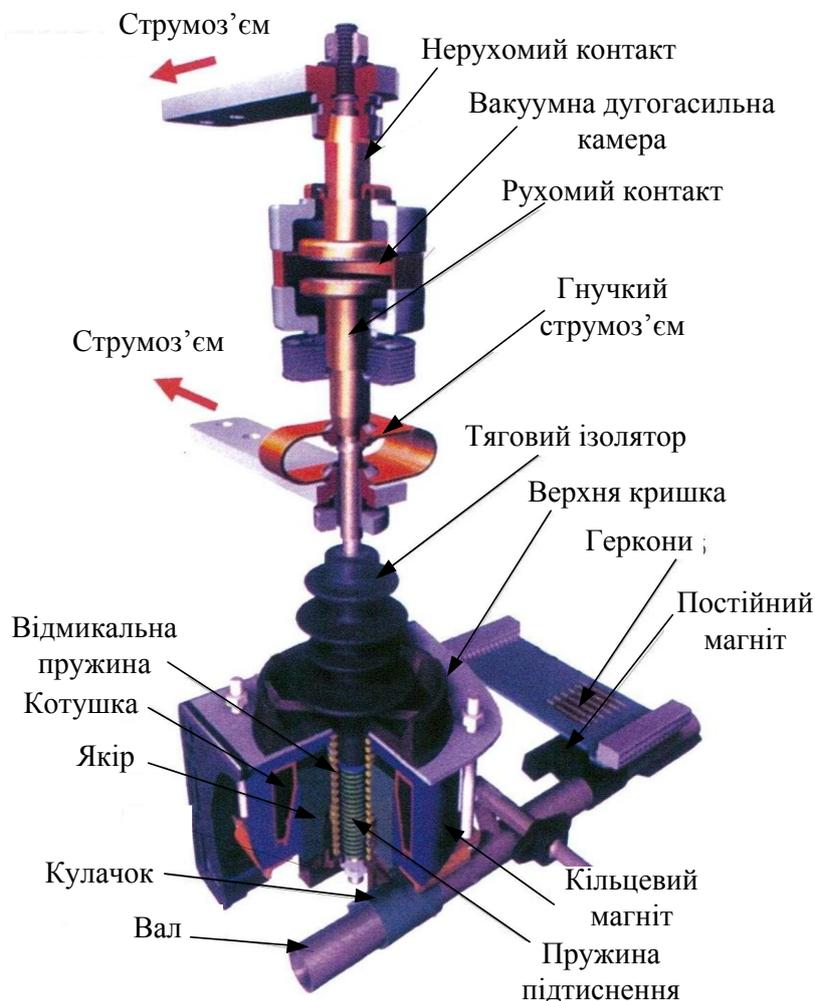


Рис. 14.7. Вакуумний вимикач ВВ-TEL-10-1000

*Елегазові вимикачі* розглядаються як найбільш перспективні, особливо на напруги 100 і 220 кВ (рис. 14.8).

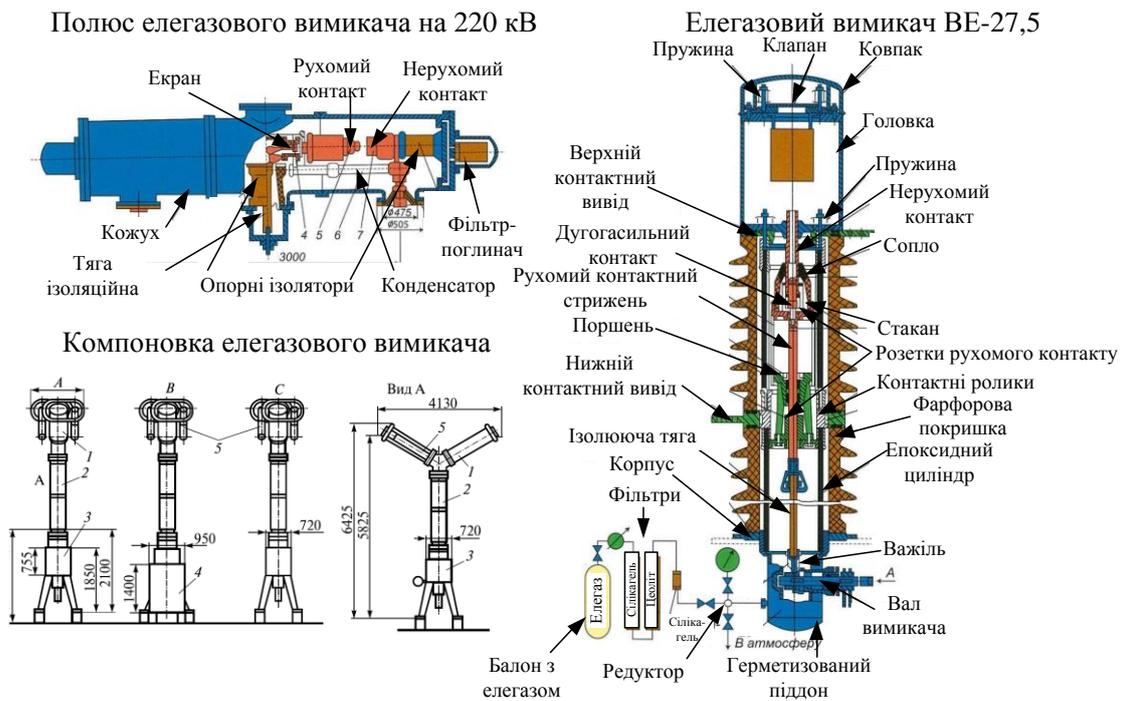


Рис. 14.8. Елегазові вимикачі

Елегаз ( $\text{SF}_6$  – шестифториста сірка, гексафторид сірки) являє собою хімічно інертний газ без кольору та запаху, який застосовується в техніці як газовий електричний ізолятор. Його густина у 5 разів перевищує густину повітря, а електрична щільність у 2-3 рази перевищує міцність повітря.

Елегаз є електронегативним газом, його молекули мають здатність захоплювати електрони. При цьому утворюються малорухомі, важкі негативні іони, які повільно переміщуються в електричному полі. Втрата електронів робить дугу нестійкою і вона легко гасне. У потоці элегазу (дугті) поглинання електронів з дугового стовпа ще більш інтенсивне. Тому в элегазових вимикачах застосовують автопневматичні дугогасивні пристрої, у яких газ у процесі вимикання стискається поршневим пристроєм і направляється в зону дуги. Елегаз достатньо дорогий, тому гасіння дуги в його потоці з вихлопом в атмосферу нерентабельно, а отже, вимикач являє собою систему без викиду газу назовні.

## 14.2. Роз'єднувачі, вимикачі навантаження, від'єднувачі, короткозамикачі

**Роз'єднувачі** – комутаційні апарати, призначені для замикання і розмикання попередньо знеструмлених високовольтних

електричних кіл з метою створення видимого розриву кола при виконанні робіт зі зняттям напруги. Роз'єднувачі не мають пристроїв для гасіння дуги і тому не допускається вимикання ними кіл під навантаженням. Вимиканню роз'єднувача має бути попередньо виконане вимикання кола вимикачем.

Роз'єднувачі бувають внутрішньої (до 10 кВ, вертикально-рублячого типу) і зовнішньої установки (10-500 кВ, горизонтально-поворотного типу), одно- і триполюсні (рис. 14.9, 14.10). Залежно від площини повороту ножів розрізняють роз'єднувачі вертикально-рублячого типу і горизонтально-поворотного типу. Види роз'єднувачів: РВ-10/630 (роз'єднувач високовольтний, на напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А, внутрішнього установлення), РВК-10-2000 (роз'єднувач високовольтний коробчастий, на напругу 10 кВ і номінальний струм 2000 А, внутрішнього установлення).

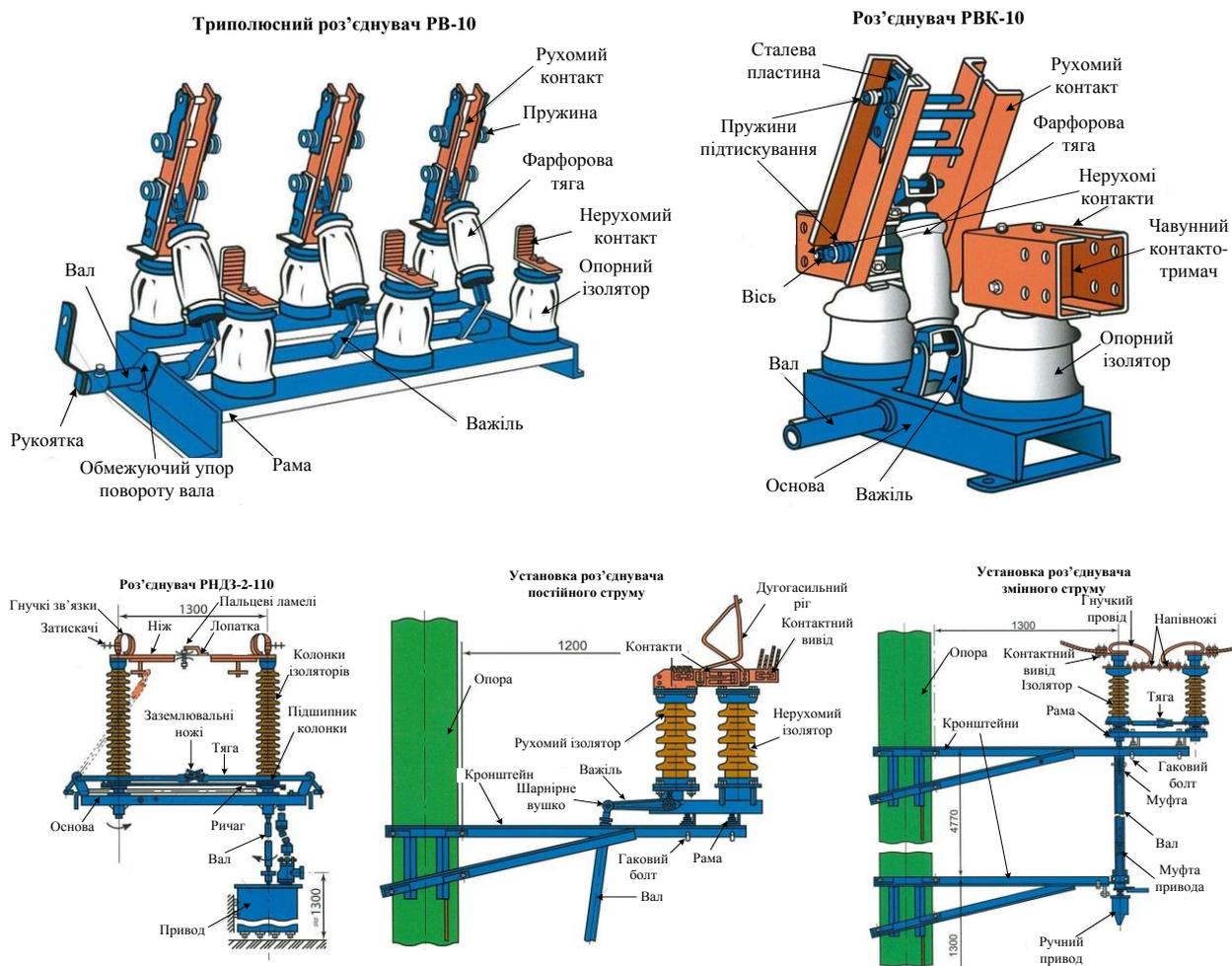


Рис. 14.9. Роз'єднувачі



14.10. Фото роз'єднувача РНДЗ-110

Наприклад, роз'єднувач РВК-10 складається з двох нерухомих коробчастих контактів, між якими розташовано рухомий контакт (ножі), що, провертаючись на осі, замикають контакти за рахунок притискальних пружин (з обох боків ножів) і додатковими електромагнітними силами. При проходженні струму по ножах навколо них утворюється магнітне поле сильне зовні та практично відсутнє між ножами. У такому разі складові магнітного потоку лівого і правого ножів мають різні напрямки, вираховуються і суттєво ослаблюють магнітний потік. У результаті зовнішнє магнітне поле прагне зблизити ножі, притискаючи їх до контакту. Ця система дістала назву «*магнітний замок*».

**Вимикачі навантаження** призначені для замикання і розмикання високовольних кіл під навантаженням до 800 А. Для вимикання струмів к.з. в таких колах використовуються запобіжники звичайного типу ПК з кварцевою засипкою. Вимикач навантаження типу ВНП-16 на напругу 10 кВ показаний на рис. 14.11, літера П в назві позначає наявність запобіжників. Вимикач має ту саму конструктивну базу, що і роз'єднувач рублячого типу.

**Від'єднувачі** призначені для автоматичного вимикання ділянки електричного кола в період безструмової паузи між вимиканням кола вимикачем і його повторним вмиканням (рис. 14.12). Вимикання від'єднувача виконується за рахунок зусилля відмикальної пружини, а вмикання – вручну.

Від'єднувачами можна вимикати невеликі струми, вимикання яких не являє собою небезпеку.

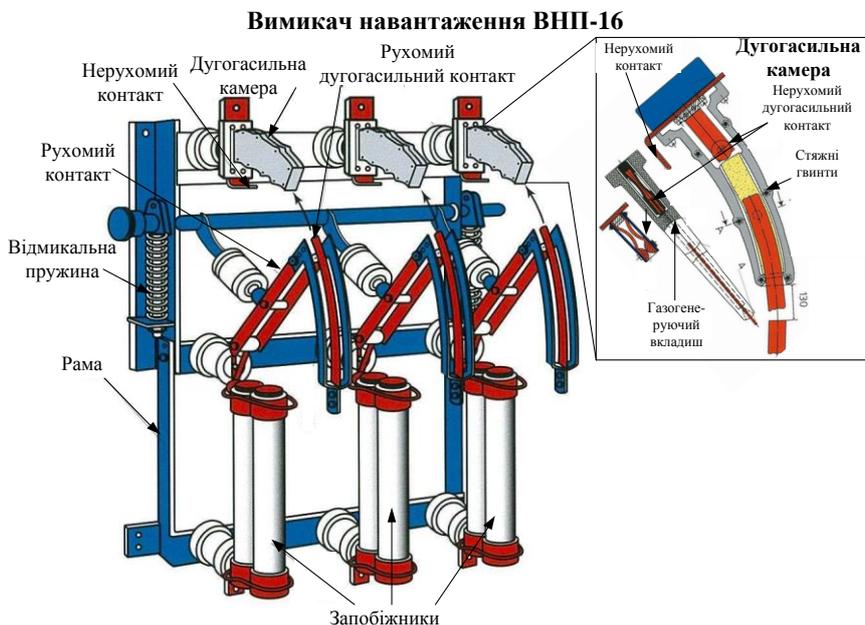


Рис. 14.11. Вимикач навантаження типу ВПН-16

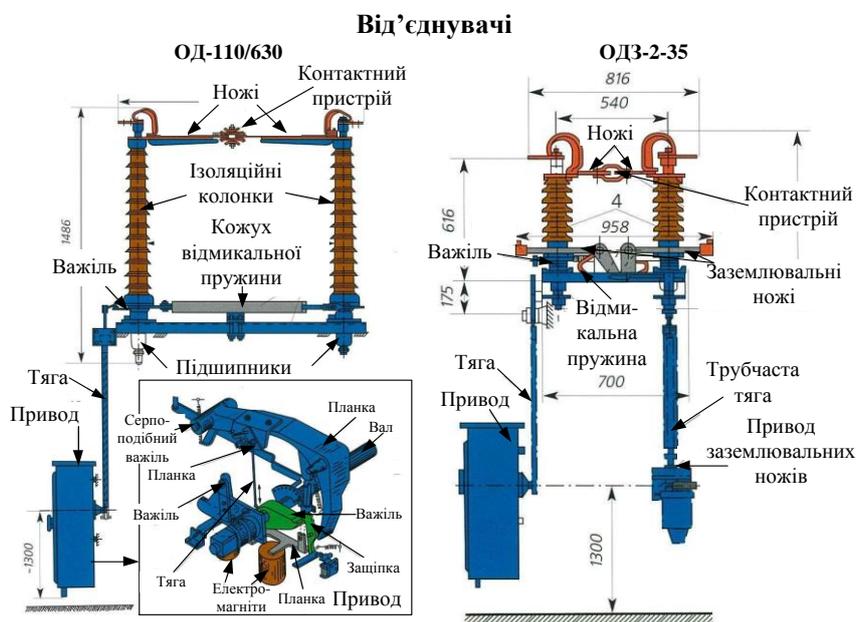


Рис. 14.12. Від'єднувачі

**Короткозамикачі** призначені для створення штучного короткого замикання в мережах 35 кВ і вище, коли струм при пошкодженнях у трансформаторі недостатній для спрацювання

релейного захисту (рис. 14.13). Короткозамикачі та від'єднувачі спільно виконують роль вимикачів на стороні високої напруги трансформатора. Типи: КЗ-110, КЗ-35.

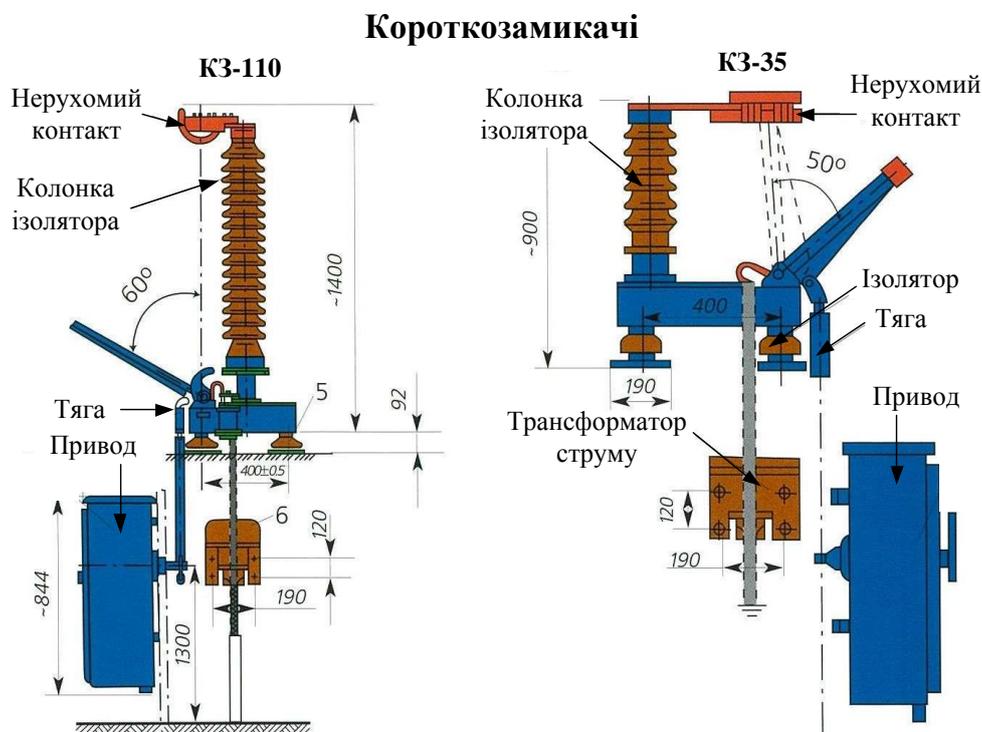


Рис. 14.13. Короткозамикачі

### 14.3. Швидкодіючі вимикачі

*Швидкодіючі вимикачі (ШВ)* застосовуються для вмикання і вимикання кіл постійного струму під навантаженням і автоматичного вимикання їх при перевантаженнях і к.з. Вони є одночасно і комутаційними і захисними апаратами. У тягових мережах постійного струму напругою 3 кВ при виникненні к.з. струми можуть досягати 30-40 кА. Типи швидкодіючих вимикачів: ВАБ-28, ВАБ-43, ВАБ-49, ВАБ-70, ВАБ-206.

На відміну від кіл змінного струму, де струм періодично знижується до нуля і дуга у вимикальному апараті в цей момент гасне, у колах постійного струму відбувається його наростання до сталого значення за соті частки секунди.

Вимикання такого струму пов'язано з великими труднощами. На практиці вимикання кола постійного струму здійснюють значно раніше за момент досягнення струмом к.з. свого

максимального значення. Для цього необхідні швидкодіючі вимикачі з максимальним струмом вимикання від 15 до 27 кА. Залежно від параметрів кола, що вимикається, такої вимикальної здатності ШВ буває цілком достатньо. На рис. 14.14 показаний процес зміни струму к.з., що вимикається ШВ. Передбачається, що ШВ замикає короткозамкнене коло у момент часу 0. Струм, що виникає в колі, буде наростати по кривій від 0 до  $I_{к.макс}$ . Ця крива характеризується рівнянням

$$i_{kt} = \frac{U}{R_K} \left(1 - e^{-\frac{R_K t}{L_K}}\right), \quad (14.1)$$

де  $i_{kt}$  – миттєве значення струму к.з. в момент часу  $t$ , А;  
 $U$  – напруга мережі, В;  
 $R_K$  – опір короткозамкненого кола, Ом;  
 $L_K$  – індуктивність короткозамкненого кола, Гн;  
 $t$  – час, який відраховується з моменту початку к.з., с.

Максимального значення струм к.з. досягає у встановленому режимі:

$$I_{к.макс} = \frac{U}{R_K}. \quad (14.2)$$

Цієї величини (з похибкою до 5%) струм досягає за 0,02-0,1 с. Процес вимикання повинен початися значно раніше за цей час – при досягненні струмом величини уставки вимикача  $I_{у.спр}$ .

Час вимикання к.з.  $t_{вимик}$  можна розбити на 3 періоди:

$t_1$  – власний час вимикача: від моменту, коли струм досягне струму уставки спрацьовування вимикача  $I_{у.спр}$  до початку розходження контактів і появи дуги. Він залежить від принципу дії і конструкції механізму ШВ, визначається інерційністю рухомих

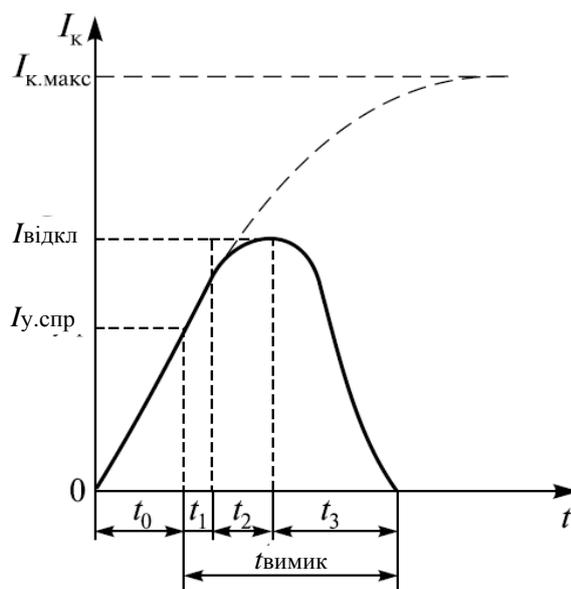


Рис. 14.14. Зміна струму к.з., що вимикається швидкодіючим вимикачем

частин і є однією з найважливіших характеристик ШВ. Він не залежить від параметрів кола, що захищається, і складає в сучасних вимикачах 0,003-0,005 с;

$t_2$  – час наростання струму в дузі до максимального значення, яке вимкне вимикач  $I_{\text{вимик}}$ . Залежить від конструкції дугогасильного пристрою ШВ;

$t_3$  – час зниження струму в дузі від  $I_{\text{вимик}}$  до 0. Не можна зменшити внаслідок виникнення в колі перенапруги через велику е.р.с самоіндукції  $e_L = -L \frac{di}{dt}$ , що додається до живильної напруги мережі  $U$ .

Таким чином, час вимкнення ШВ складає  $t_{\text{вимик}} = t_1 + t_2 + t_3$ .

Час наростання струму к.з. до струму уставки вимикача  $t_0$  визначається параметрами кола, що вимикається, і від властивостей самого вимикача не залежить. Крутість кривої тим більше, чим менша індуктивність  $L_K$  кола, що вимикається, а омичний опір  $R_K$  визначає величину максимального струму к.з.

За принципом роботи розрізняють ШВ з пружинним вимкненням (за рахунок потужних пружин) і магніто-пружинним (як за рахунок пружин, так і електромагнітних сил).

За здатністю реагувати на напрямки струму ШВ можуть бути поляризовані (такі, що реагують на струм тільки в одному напрямку) і неполяризовані (не залежать від напрямку).

Основні типи вимикачів (у тому числі зняті з виробництва): ВАБ-28, ВАБ-43, ВАБ-49, ВАБ-70, ВАБ-206.

На рис. 14.15 показано конструкцію швидкодіючого вимикача ВАБ-49 (номінальна напруга 3300 В, струм 3000-5000 А).

До останнього часу на фідерах тягових підстанцій залізниць встановлювались два послідовно ввімкнених вимикачі, оскільки зі зростанням струмів к.з. існуючі технології не дозволяли вимикати такі струми.

У конструкції сучасних вимикачів, таких як Gerapid (виробництва General Electric), UR (виробництва Secheron), застосовуються дугогасильні камери з дугогасильними решітками, що мають значні переваги. Завдяки цьому на сьогодні є можливість установлення по одному вимикачу на об'єкті, що захищається, незалежно від величини граничного струму вимикання.



Вентильні розрядники змінного струму служать основним засобом обмеження перенапруг і захисту від них. Одним з таких є розрядник РВП-6 (розрядник вентильний підстанційний), показаний на рис. 14.16. Він складається з багатократних іскрових проміжків і послідовних нелінійних вілітових резисторів, розміщених у фарфоровому корпусі. Одиничний іскровий проміжок складається з двох фігурних латунних електродів, приклеєних до ізоляційної прокладки (міканітової або електрокартонної).

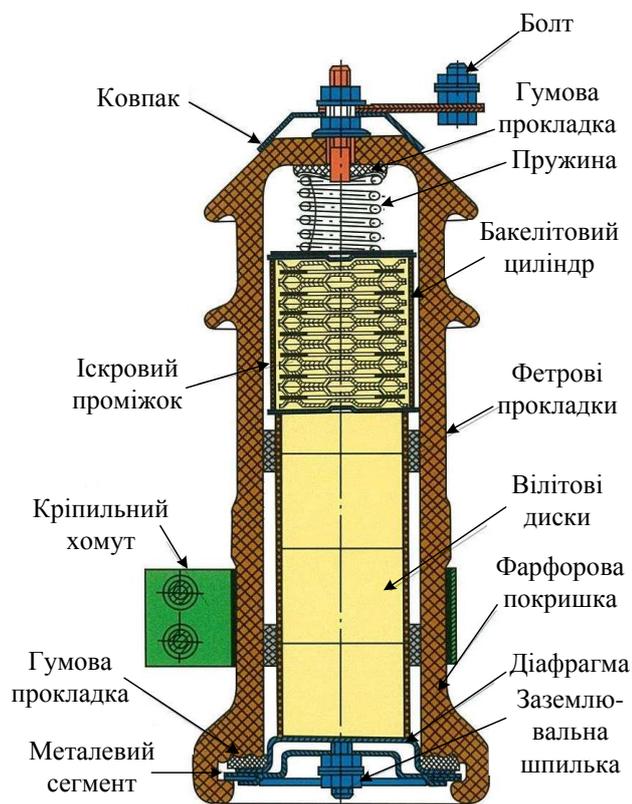


Рис. 14.16. Розрядник РВП-6

Нелінійний послідовний резистор набирається з вілітових (віліт – запечена суміш карборунду з рідким склом) елементів (дисків), що мають вентильні властивості, тобто опір карборунду змінюється залежно від прикладеної до нього напруги: чим вище напруга, тим нижче опір, і навпаки. Кількість іскрових проміжків і вілітових дисків у колонці залежить від величини номінальної напруги розрядника.

**Принцип дії.** У нормальному режимі роботи іскрові проміжки забезпечують ізоляцію між фазою і землею. При виникненні перенапруги виникає пробій іскрових проміжків, у результаті чого мережа стає з'єднаною з землею через вілітові диски. У цей момент до вілітових дисків прикладається максимальна напруга, тому опір їх буде найменшим, а струм замикання на землю – найбільшим. У результаті розряду на землю напруга мережі знижується, а опір вілітових дисків зростає. Дуга змінного струму при проходженні через нуль гасне, а потім знову відновлюється. Коли напруга, прикладена до розрядника, виявляється недостатньою для підтримання напруги дуги на

іскрових проміжках, при першому ж проходженні струму через нуль його протікання через розрядник закінчується.

*Вентильний розрядник РВС* (розрядник вентильний станційний) виконується у вигляді п'яти стандартних елементів: РВС-15, РВС-20, РВС-30, РВС-33 і РВС-35. З цих елементів комплектують розрядники на напругу до 220 кВ. Їх встановлюють один на одній і з'єднують послідовно. На рис. 14.17 показаний елемент РВС, що складається з фарфорового кожуха, всередині якого знаходяться вілітові диски і комплекти іскрових проміжків.

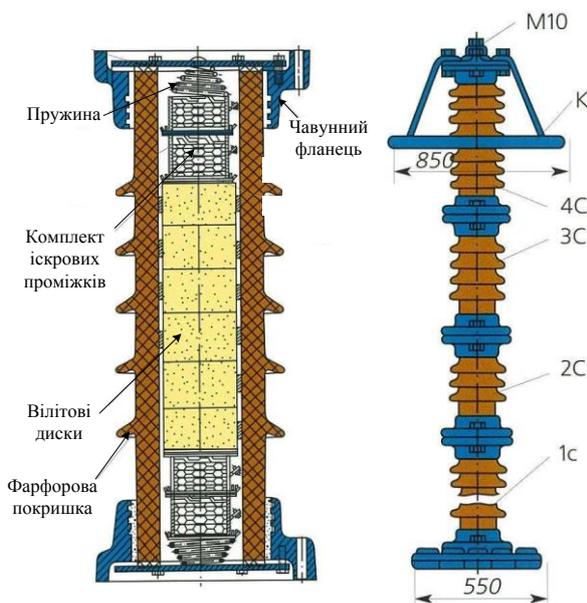


Рис. 14.17. Вентильний розрядник типу РВС

Зовнішній вигляд вентильних розрядників наведено на рис. 14.18.



Рис. 14.18. Фото розрядників РВО-10 (РВП полегшений) і РВС-110

На напругу 35-220 кВ знайшли застосування також *розрядники магнітовентильні типу РВМ*. Вони відрізняються від інших наявністю блоків магнітних іскрових проміжків, що

складаються з одиничних іскрових проміжків, розділених кільцевими постійними магнітами. Дуга, що виникає, обертається під дією магнітів з великою швидкістю, це сприяє її швидкому гасінню.

**Розрядники постійного струму** не мають принципових відмінностей від розрядників змінного струму, але мають ряд особливостей, пов'язаних з гасінням дуги постійного струму і врахуванням напрямку струму через розрядник при його пробі. Для гасіння дуги в розрядниках постійного струму застосовують магнітне дуття.

**Розрядник РМВУ-3,3** (з магнітним дуттям, вентильний, уніполярний) на напругу 3,3 кВ (рис. 14.19) призначений для захисту обладнання постійного струму від атмосферних перенапруг, що надходять на тягову підстанцію по живильних лініях контактної мережі.

При набіганні з контактної мережі хвилі перенапруги відбувається пробій іскрових проміжків, дві дуги, що виникають, віддуваються магнітним полем постійних магнітів у різні боки через дугогасильні камери. Гасіння дуги відбувається при зниженні напруги в мережі до робочого спаду хвилі перенапруги, у результаті цього зростає опір вілітових дисків і знижується струм через розрядник. Для запобігання вибуху розрядника від високого тиску газів, що виділяються, у днищі передбачений запобіжний клапан. Розрядник здатний витримувати імпульс струму до 20 кА протягом 20-40 мкс.

**Розрядник РВПК-3,3** (вентильний, поляризований, комутаційний) на напругу 3,3 кВ призначений для обмеження потужних комутаційних перенапруг, що виникають при вимиканні пристроїв постійного струму (рис. 14.20).

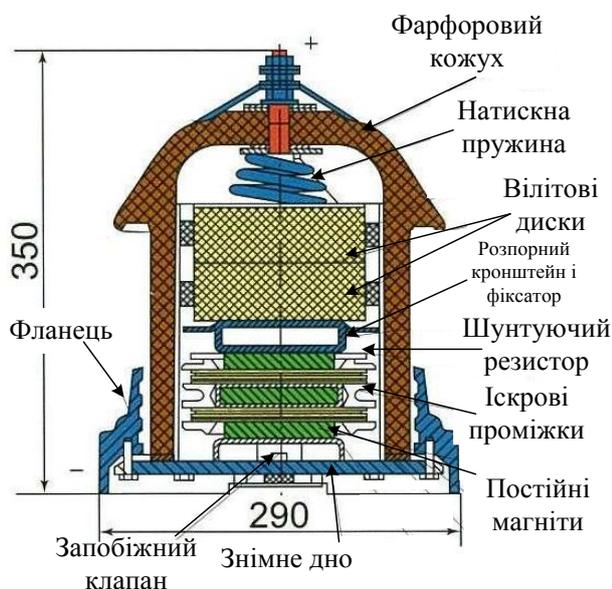


Рис. 14.19. Вентильний розрядник типу РМВУ-3,3

Розрядник складається з дугогасильної камери і блока робочих резисторів з нелінійним опором, встановленого в бакелітовому циліндрі. Всередині циліндра знаходяться шість колонок теравітових дисків, укладених в ізоляційні трубки. Дугогасильна камера складається з двох

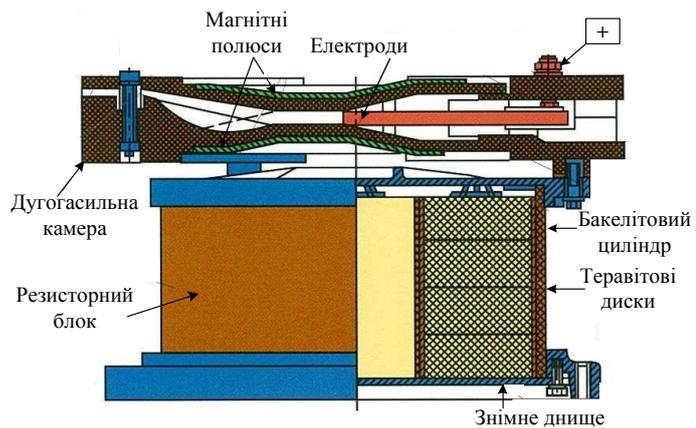


Рис. 14.20 Розрядник РВПК-3,3

скріплених половин, кожна половина камери має гребенеподібні стінки, гребені однієї половини при складанні входять у западини іншої половини, утворюючи лабіринтну щілину. У кільцеві пази обох половин камери закладено вісім постійних магнітів, а з зовнішніх боків камери закріплені полюси, що забезпечують виштовхування дуги між електродами в лабіринтну щілину.

При виникненні перенапруги пробивається іскровий проміжок між електродами і створюється електричне коло між шиною, з'єднаною зі шпилькою, і землею через колонки теравітових дисків. Магнітне поле розтягує дугу по лабіринтових щілинах, деіонізує і гасить її.

**Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН)** призначені для захисту ізоляції електрообладнання підстанцій і електричних мереж від атмосферних і короточасних комутаційних перенапруг. Типи: ОПН-П1-110, ОПН-3,3.

Застосовувані в даний час розрядники з резисторами, що мають недостатню нелінійність, часто не дозволяють забезпечити необхідне обмеження перенапруг. Більш глибоке зниження перенапруг вимагає зменшення нелінійного послідовного опору, що призводить до суттєвого збільшення супроводжувальних струмів. Включення нелінійних опорів на робочу напругу без іскрових проміжків виявляється неможливим внаслідок великого струму через нелінійний опір при фазній напрузі. Застосування іскрових проміжків викликає додаткові труднощі, пов'язані з необхідністю зменшення супроводжувального струму до величини, що надійно вимикається проміжками. Значне поліпшення захисних характеристик розрядників може бути

досягнуто при відмові від використання іскрових проміжків. Це виявляється можливим в ОПН при використанні резисторів з різко нелінійною вольт-амперною характеристикою.

Цим вимогам відповідають виконані на основі оксиду цинку *варистори*, які застосовуються в обмежувачах перенапруг. Високонелінійні оксидно-цинкові варистори на сьогодні випускаються у вигляді дисків діаметром 28 (45, 60, 85) мм і висотою 8 мм. ОПН комплектується з великої кількості послідовно і паралельно з'єднаних варисторів. Кількість з'єднаних у колонку варисторів і кількість паралельних колонок в ОПН визначається номінальною напругою мережі і залежить від вимог до захисного рівня напруги і пропускну здатності обмежувачів за струмом.

На рис. 14.21, *а* наведена конструкція *обмежувача ОПН-П1-110-УХЛ1*. Активна частина ОПН складається з послідовно з'єднаних оксидно-цинкових резисторів, розміщених у полімерній

покришці, яка являє собою склопластикову трубу з нанесеною на неї захисною ребристою оболонкою з кремнійорганічної гуми.

Зверху покрішка закрита фланцем, на якому кріпиться екран, призначений для вирівнювання електромагнітного поля і захисту полімерної покрішки від перекриття по зовнішній поверхні.

Обмежувачі перенапруг на клас напруги 3,3 кВ постійного струму виконуються у фарфорових покрішках. Вони мають ряд переваг перед розрядниками: низький захисний рівень для всіх видів перенапруг; висока питома енергоємність; малі габарити і маса.

Конструкція *обмежувача ОПН-3,3-01* наведена на рис. 14.21, *б*. Активна частина ОПН являє собою блок резисторів з

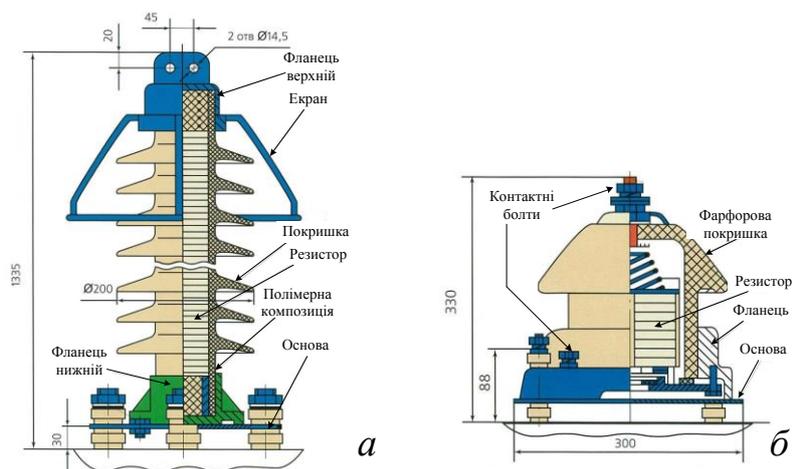


Рис. 14.21. Обмежувачі перенапруг ОПН-П1-110 (*а*) та ОПН-3,3 (*б*)

чотирьох паралельних колонок. Блок оксидно-цинкових резисторів розміщений у герметизованій фарфоровій покришці. Верхнім контактним болтом ОПН приєднується до струмоведучих частин електроустановки, нижній контактний болт служить для заземлення фланця. Основа покришки має вибухозапобігальний пристрій, який при пошкодженні всередині обмежувача виключає підвищення тиску до значень, що викликають вибух фарфорової покришки.

## **15. Модульне та комплектне обладнання**

### **15.1. Блоки відкритих і закритих розподільних пристроїв**

Залежно від конструктивного виконання розподільні пристрої поділяються на *внутрішні* (закритого типу) і *зовнішні* (відкритого типу). Апаратура внутрішніх РП розміщується в будівлях, а отже, захищена від атмосферних опадів, вітру, різких змін температури, пилу. У зовнішніх установках апаратура встановлюється зовні будівлі, тому вона потребує захисних корпусів і кожухів для захисту від зовнішніх впливів, електричного підігріву в зимовий сезон. Однак зовнішні РП характеризуються наочністю розташування обладнання, гарною оглядовістю, зниженням об'ємів і строків будівельно-монтажних робіт.

Розподільні пристрої бувають *збірними*, якщо більша частина монтажних робіт виконується на місці установлення, і *комплектними*, якщо вони виготовляються на спеціалізованих заводах і поставляються на місце установлення у вигляді блоків, шаф, панелей і комірок.

**Закриті розподільні пристрої** (ЗРП) виконуються на напругу до 10 кВ включно, що пояснюється порівняно малими габаритами застосовуваних апаратів, що потребують невеликих об'ємів будівлі та її собівартості.

В електроустановках до 1 кВ ЗРП споруджуються у вигляді розподільних щитів, які монтуються з окремих огорожених або повністю закритих камерах. Камера розподільного щита 380/220 В одностороннього обслуговування (рис. 15.1) на чотири кабельні

лінії, що відходять, являє собою металеву зварну конструкцію з дверми, стійками і поясами у верхній частині.

Всередині камери на ізоляторах змонтовані збірні шини і рубильник, приводи яких виведені на стійки, а також запобіжники і трансформатори струму, до яких підключено амперметри, встановлені на поясах. Виготовляються також камери двостороннього обслуговування. Вони не мають дверей, доступ до апаратури здійснюється з задньої сторони камери, для чого необхідний другий коридор обслуговування.

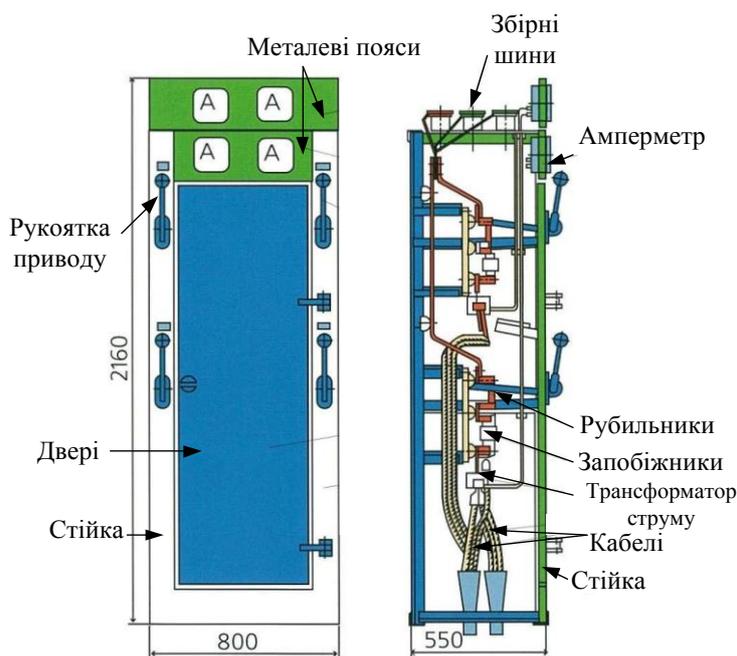


Рис. 15.1. Камера розподільного щита 380/220 В

Комплектні розподільні пристрої (КРП) внутрішньої установки на напругу 6-10 кВ монтується з комірок різного призначення (ввідних, відхідних ліній, трансформаторів напруги та ін.), виконаних у вигляді шаф з відповідним обладнанням.

Шафа КРП серії К-ХХУ1 відхідної кабельної лінії показана на рис. 15.2. Вона складається з корпусу з апаратурою, стаціонарно закріпленою на закладних деталях підлоги, і викочуваного візка з апаратурою, який може знаходитись у трьох положеннях:

- робочому, при якому він повністю введений у корпус;

- контрольному, при якому він висунутий настільки, що силові контакти розімкнені, а допоміжні – замкнені, що дозволяє випробувати вимикач на вмикання і вимикання при розімкненому силовому колі;

- ремонтному, при якому візок повністю виведений з корпусу.

У корпусі є 5 відсіків: збірних шин, верхніх і нижніх рознімних силових контактів, відокремлених перегородкою,

викочуваного візка, релейного захисту та вимірювальних приладів.

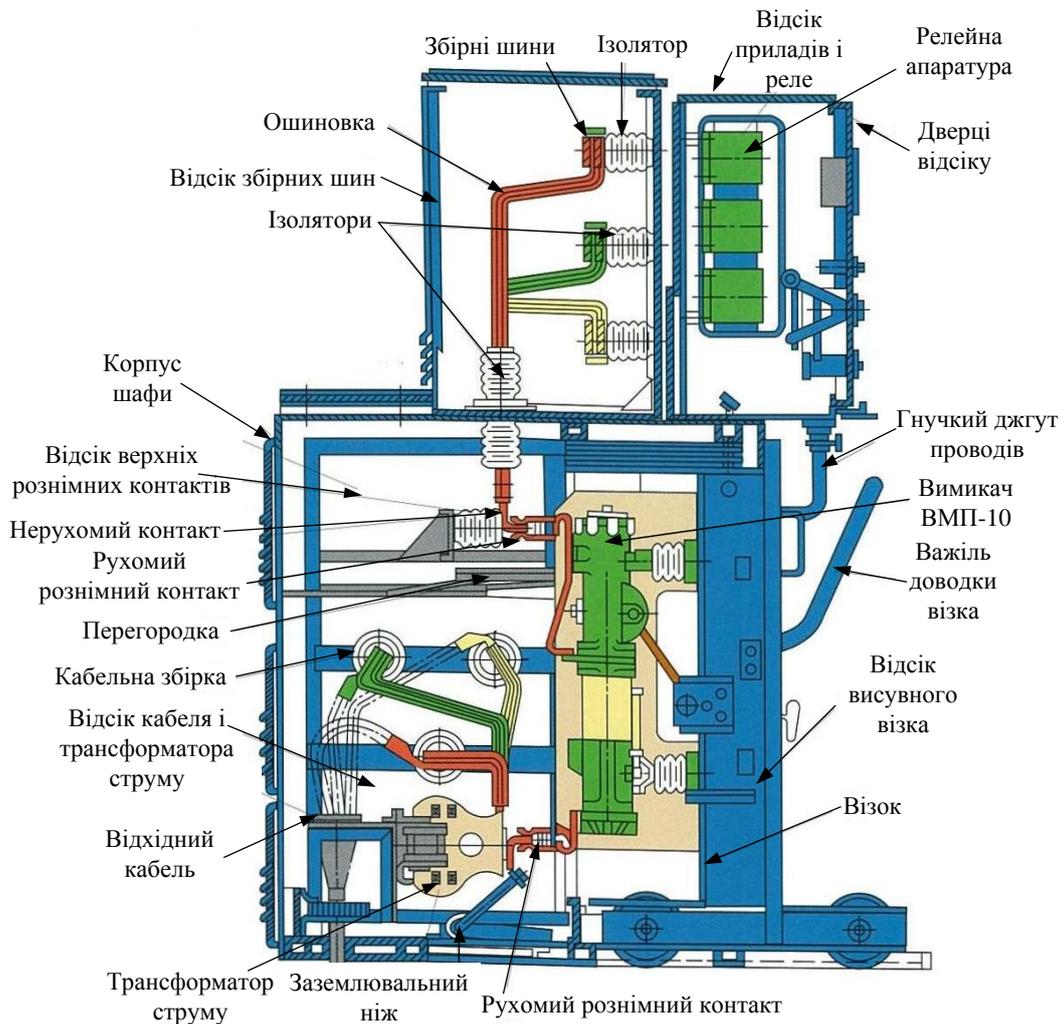


Рис. 15.2. Шафа КРП відхідної кабельної лінії

Окрім шаф серії КРП, у ЗРП використовуються камери КСО (камери збірні одностороннього обслуговування), які мають сітчасті двері для огляду апаратури з коридору обслуговування. На рис. 15.3 наведена камера КСО-272 з вимикачем навантаження ВВП.

Вона являє собою металеву шафу, у якій розміщені збірні шини і шинний роз'єднувач з приводом і заземлювальним ножем. Сітчасте огороження запобігає випадковому торканню струмоведучих частин персоналом з боку коридору обслуговування. Світильник створює необхідну освітленість при перемиканнях. Вимикач навантаження з заземлювальним ножем управляється приводом. Трансформатор струму використовується

для підключення амперметра і лічильників. Камери КСО-272 можуть бути укомплектовані вимикачами, трансформаторами напруги і розрядниками, малопотужними трансформаторами власних потреб та ін.

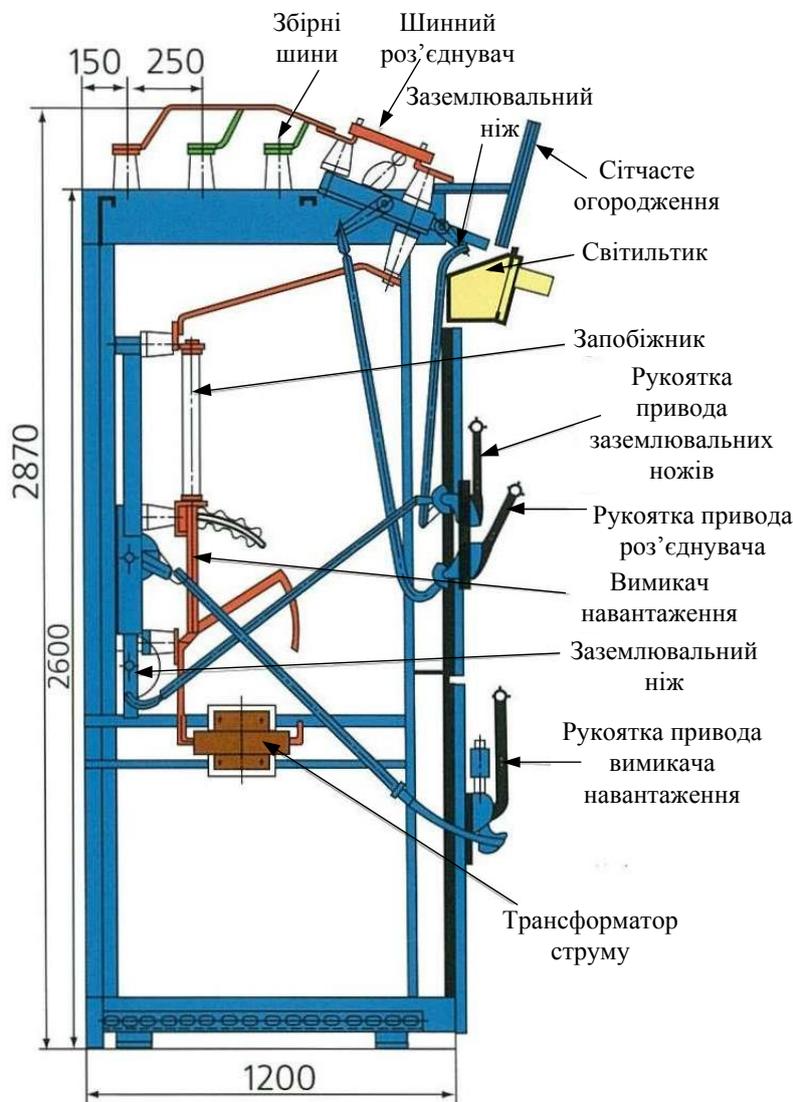


Рис. 15.3. Камера КСО-272 з вимикачем навантаження

Конструктивне виконання ЗРП залежить від системи шин, типу комутаційних апаратів, повітряного або кабельного підведення живильних ліній. Залежно від кількості приєднань ЗРП камери розміщують в один або два ряди з коридором обслуговування між ними. Камери з апаратами невеликих розмірів можуть бути виготовлені повністю на заводі і доставлені до місця із встановленими в них апаратами, ізоляторами і провідниками.

Більш досконалим є процес виготовлення ЗРП з готових комірок КРП, з доставкою на місце установки в повністю зібраному вигляді з приладами для вимірювань, управління і релейного захисту.

**Відкриті розподільні пристрої (ВРП)** на напругу 35 кВ і вище виконуються, як і ЗРП, у відповідності з вимогами ПУЕ. Територія ВРД і підстанції повинна бути огорожена зовнішнім парканом висотою 1,8–2 м, при розміщенні на території підстанції – внутрішнім парканом висотою 1,6 м.

Монтаж комплектних розподільних пристроїв зовнішнього установлення (КРУН) і комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) повинен відповідати вимогам доступності та безпечності функціонування.

На рис. 15.4 показано у розрізі шафу КРУН з повітряним вводом.

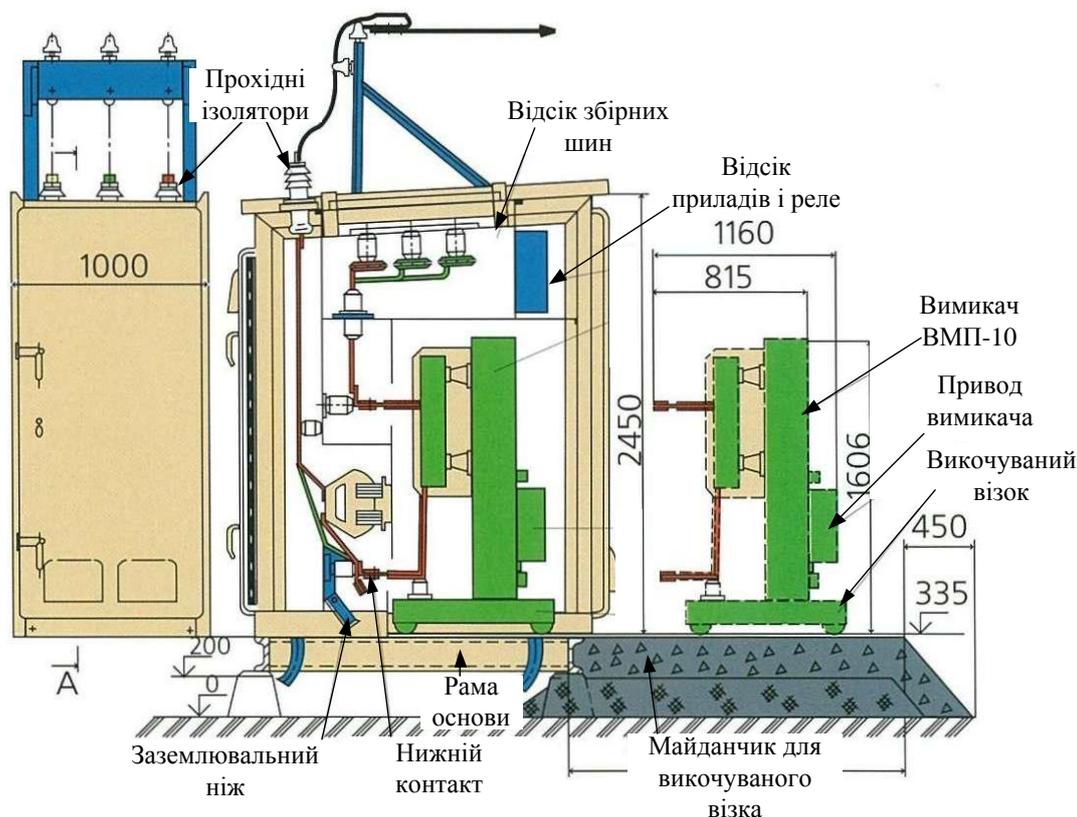


Рис. 15.4. Камера КРУН відхідної повітряної лінії

Внутрішня частина шафи розділена суцільними металевими перегородками на п'ять відсіків: збірних шин, верхніх рознімних

силових контактів, трансформаторів струму і нижніх силових контактів, висувного візка, релейного захисту і вимірювальних приладів. Повітряний ввід підключається до прохідних ізоляторів, до яких всередині шафи приєднана жорстка ошиновка, з'єднуюча ізолятори з трансформаторами струму (на фазах *A* і *C*) і з нижнім силовим контактом (на фазі *B*). Верхні силові контакти зв'язані з шинами ошиновкою через прохідні ізолятори, з'єднуючи електрично відсіки. Штепсельний рознімач забезпечує розмикання низьковольтних кіл при викочуванні візка з високовольтним вимикачем. Після викочування візка спеціальними шторами автоматично закриваються верхній і нижній отвори для проходження рухомих і головних контактів.

Застосування КРУН дозволяє споруджувати РП 6-10 кВ без будівлі, що значно знижує вартість спорудження і експлуатації електроустановок.

Блоки фідерів контактної мережі відрізняються від блоків введів, ТВП і ДПР тим, що вони виконані на одну фазу (конструкція блока показана на рис. 15.5), тому вони мають менші габарити.

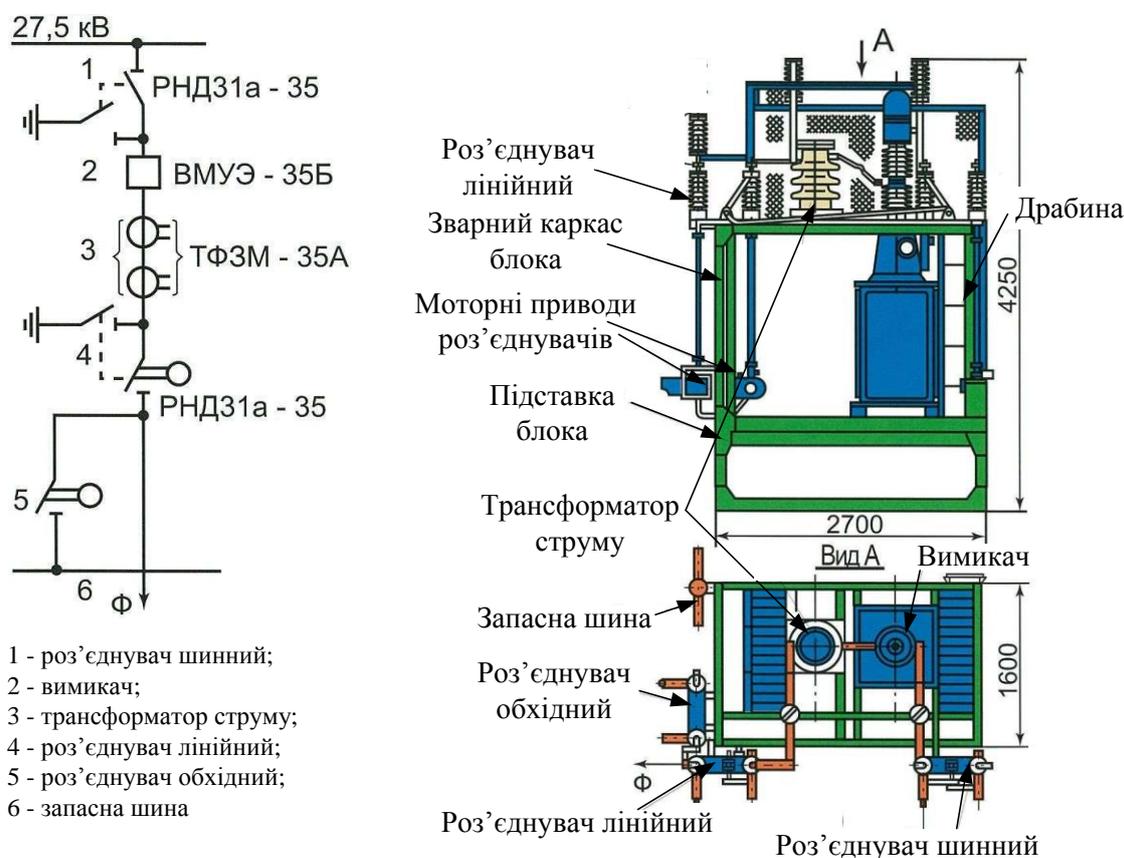


Рис. 15.5. Блок ВРП 27,5 кВ з масляними вимикачами

Блок фідера контактної мережі кріпиться на зварну раму, що опирається на металеву підставку. Роз'єднувачі шинний з ручним приводом, лінійний і обхідний з дистанційними приводами встановлені на рамі, для піднімання на яку призначена драбина. Масляний вимикач і трансформатор струму монтуються всередині блока за сітчастою огорожею. Запасна шина кріпиться на стрижневому ізоляторі, встановленому на рамі блока.

## 15.2. Сучасні елегазово-вакуумні розподільні пристрої

До однієї з сучасних КРУЕ з елегазовою ізоляцією можна віднести КРУЕ середньої напруги типу 8DA11/8DA12 (1- і 2-полюсні) для тягового електропостачання виробництва компанії Siemens (Німеччина) (рис. 15.6). КРУЕ такого типу являють собою газоізоляційні розподільні пристрої в металевому корпусі з металевими розподільними перегородками для встановлення в приміщеннях.



Рис. 15.6. Панель управління та зовнішній вигляд КРУЕ типу 8DA11/12

### Особливості КРУЕ типу 8DA11/12:

- компактність: завдяки застосуванню елегазової ізоляції ширина комірки складає лише 600 мм на напругу до 40,5 кВ;
- обслуговування: резервуари КРУЕ являють собою герметично закриті системи під тиском, що не потребують технічного обслуговування і не залежать від впливу навколишнього середовища (бруд, волога, малі тварини);
- безпека персоналу: повна безпека персоналу при торканні первинного герметично закритого корпусу, механічні та електричні пристрої запобігають помилкам в обслуговуванні;
- технічна інформація: ізоляційний газ SF<sub>6</sub> (елегаз); трипозиційний роз'єднувач у якості роз'єднувача збірних шин і заземлювача фідера; заземлення на к.з. за допомогою вакуумного силового вимикача; герметизація в стандартних корпусах зі стійкого до корозії алюмінію; КРУЕ можна розширювати в обидві сторони; модульна конструкція (заміна силового вимикача або кабельного підключення можлива без вимкнення напруги на збірній шині, низьковольтну шафу можна демонтувати без вимкнення кабельних ліній); вакуумний силовий вимикач: не потребує технічного обслуговування, додаткового змащення чи регулювання, до 10 000 електричних комутаційних циклів (привод), до 30 000 механічних комутаційних циклів (вакуумні камери), герметичність вакууму протягом всього строку служби; вторинне обладнання: цифровий багатофункціональний захист із вбудованими функціями захисту, управління, комунікації, обслуговування і контролю;
- досвід експлуатації: вже експлуатується по всьому світу понад 38 000 комірок протягом багатьох років;
- строк експлуатації: у нормальних експлуатаційних умовах прогнозований строк служби складає не менше 35 років, можливо від 40 до 50 років.

Властивості елегазу: нетоксичний, без кольору і запаху, негорючий, хімічно нейтральний, важчий за повітря, не проводить електрику (високоякісний ізолятор). Надлишковий тиск елегазу в резервуарах КРУЕ складає від 50 до 120 кПа (залежно від рівня ізоляції та номінального робочого струму), конструктивний тиск – 180 кПа, конструктивна температура елегазу – 80 °С, критичний тиск запобіжної мембрани  $\geq 300$  кПа, розривний тиск  $\geq 600$  кПа.

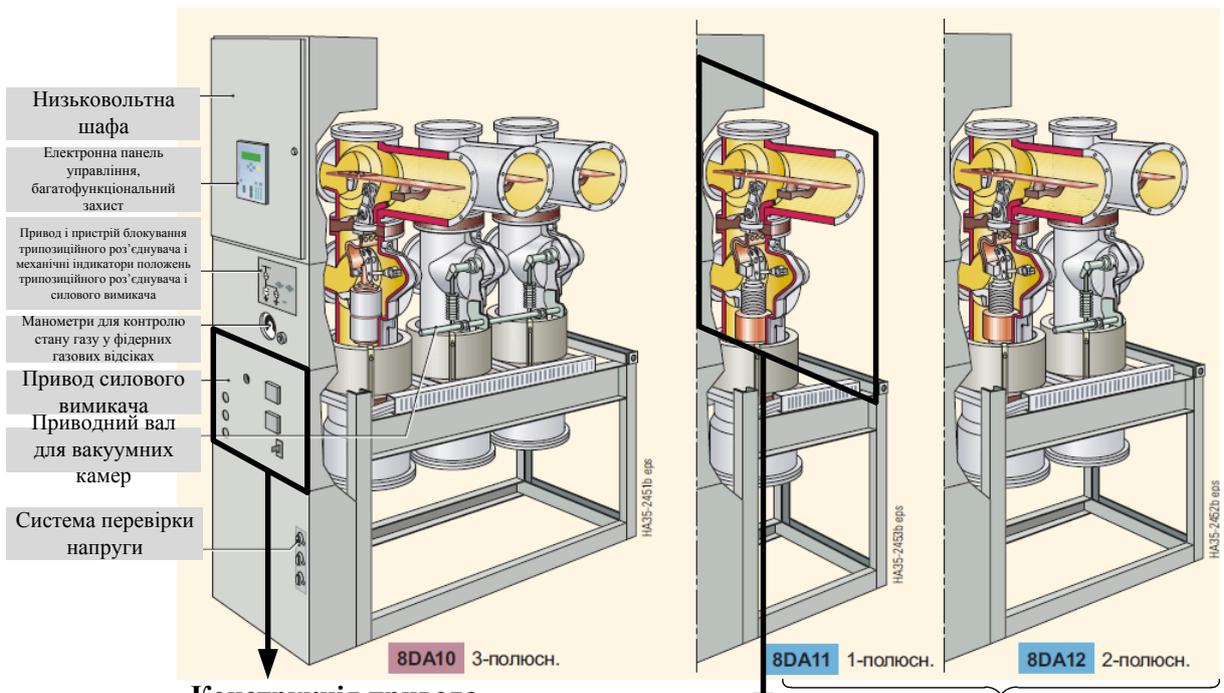
Конструктивне улаштування КРУЕ типу 8DA11/12 показано на рис. 15.7. Комутаційний полюс (комірка) має такі конструктивні особливості:

- полюси розміщені один за одним;
- складається з вертикально розміщеного резервуара з вбудованою вакуумною камерою;
- зверху в КРУЕ знаходяться горизонтально розміщений резервуар із вбудованим трипозиційним роз'єднувачем і збірними шинами;
- знизу знаходиться корпус для підключення комірок;
- відокремлені один від одного газонепроникними перегородками функціональні відсіки для силового вимикача, трипозиційного роз'єднувача, роз'єднувача збірних шин.

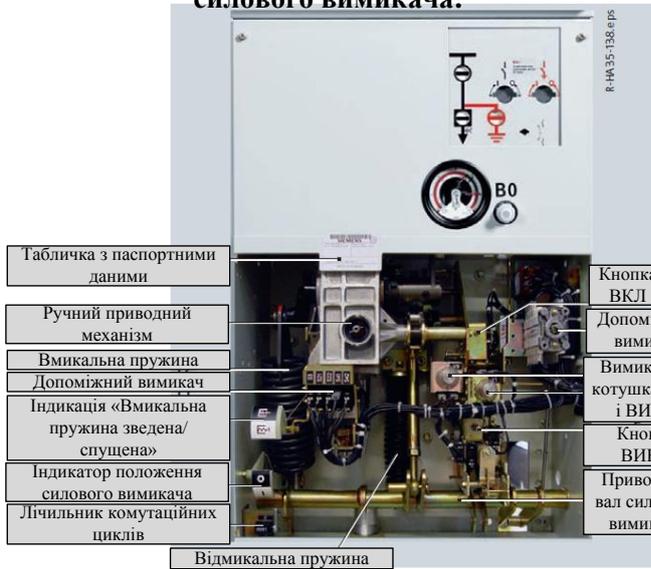
Моторно-пружинний привод силового вимикача типу ЗАН49 служить для автоматичного повторного вмикання (АПВ), а також для синхронізації і автоматичного вмикання резервного живлення (АВР). При спрацюванні привода вмикальна пружина зводиться і блокується у зведеному стані за допомогою електродвигуна (висвічується індикатор «пружина зведена»). Вмикання відбувається кнопкою «ВКЛ» або за рахунок подачі напруги на вмикальний електромагніт. Вмикальна пружина знову зводиться автоматично (для АПВ).

Установка обладнана вбудованими трансформаторами струму з тороїдальним осердям та трансформаторами напруги. На мнемосхемі панелі управління КРУЕ вбудовані індикатори комутаційних положень і манометри.

Принципова електрична схема улаштування комірки КРУЕ типу 8DA11/12 з можливими варіаціями в конструкції показана на рис. 15.8.



**Конструкція привода силового вимикача:**



Для тягового застосування

**Конструкція полюса:**

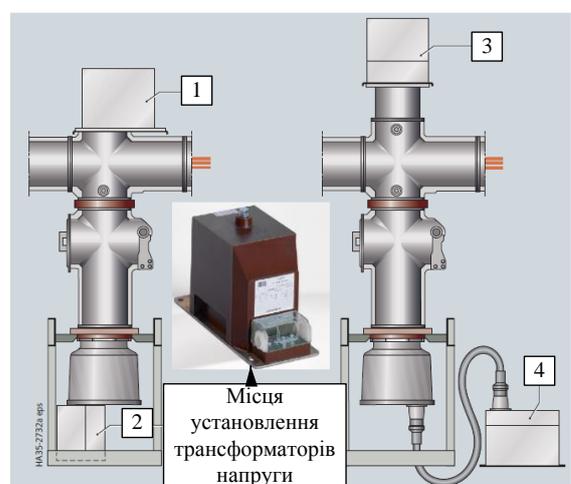
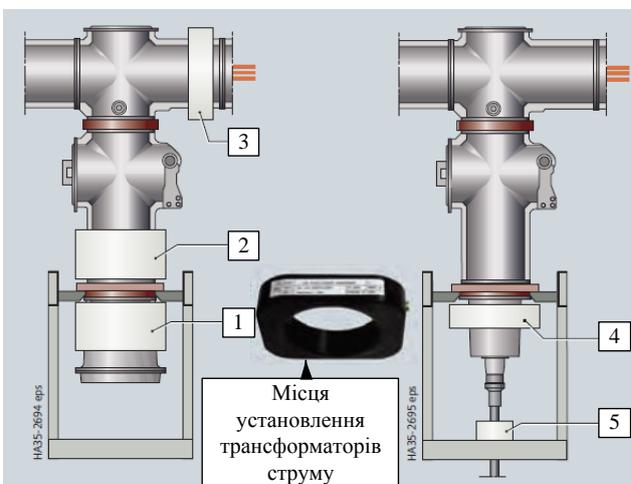
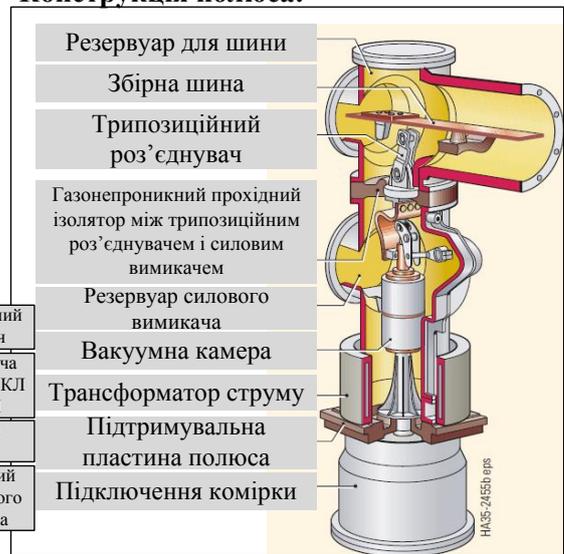


Рис. 15.7. Конструктивне улаштування КРУЕ типу 8DA11/12

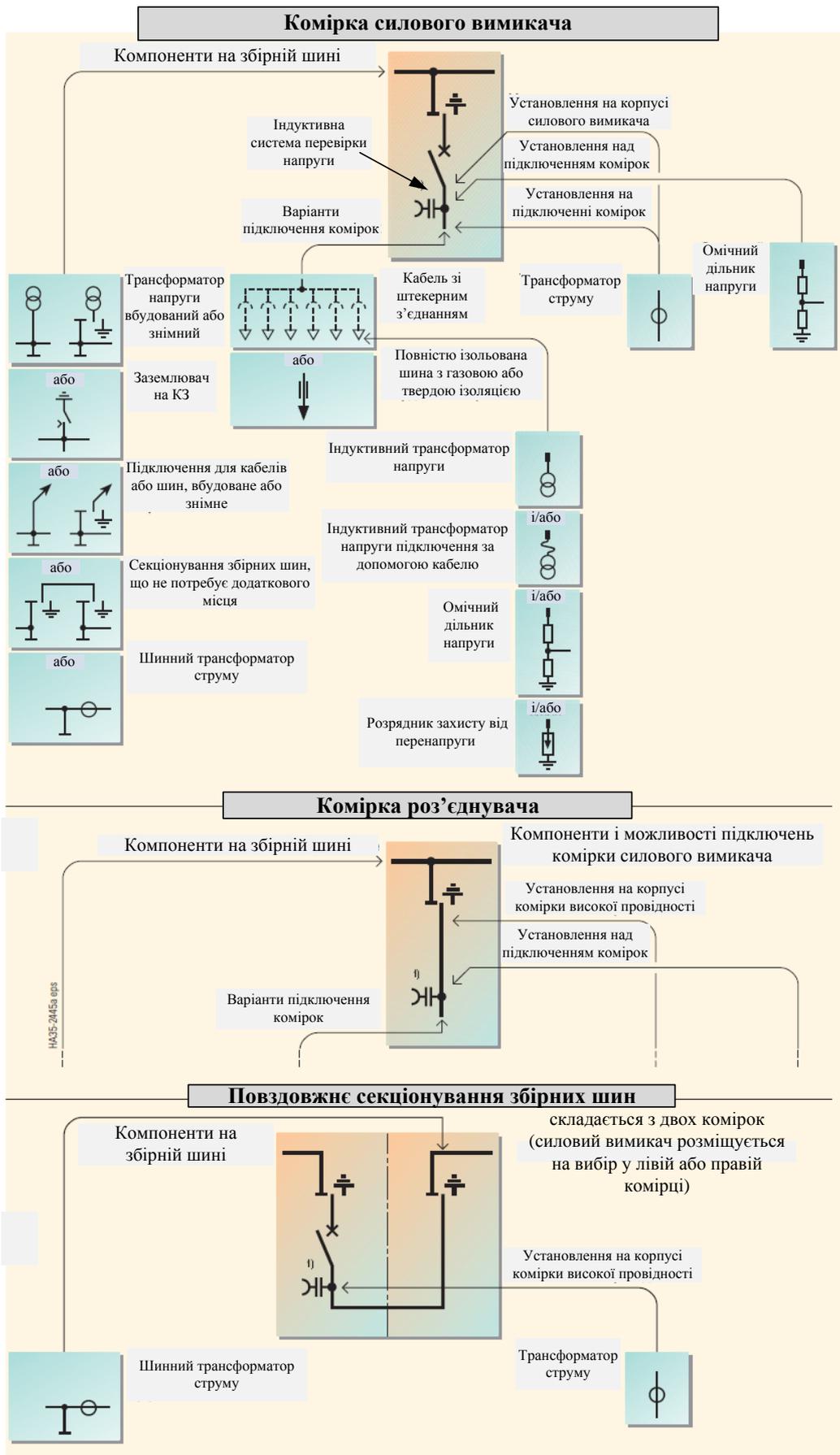


Рис. 15.8. Електрична схема КРУЕ типу 8DA11/12

## 16. Контактна мережа

Контактна мережа електрифікованих залізниць працює у важких умовах: різкі зміни температури повітря, вітер, дощ, ожеледь, нагрів проводів тяговими струмами. У той же час контактна мережа не має резерву, тому до її надійності висуваються особливі вимоги. За конструкцією контактні мережі постійного струму 3 кВ і змінного струму 25 кВ мають багато спільного і відрізняються переважно рівнем ізоляції. На ділянках змінного струму площа поперечного перерізу проводів контактної мережі менша, а ізоляція вище внаслідок більш високої напруги в мережі.

### 16.1. Контактна підвіска

Контактна мережа залізниць складається з контактної підвіски і опорних підтримувальних конструкцій, а також з допоміжних вузлів і пристроїв (підсилюючих і екрануючих проводів, секційних ізоляторів, повітряних стрілок та ін.).

На електрифікованих залізницях застосовують *прості* і *ланцюгові* контактні підвіски.

*Проста підвіска* складається з одного проводу, підвішеного на конструкціях або на опорах, розташованих на відстані 30-40 м один від одного. Її використовують у штучних спорудах (тунелях) залізниць, де швидкість руху не перевищує 35-40 км/год, а також у трамвайних і тролейбусних мережах.

Для забезпечення хорошого струмознімання струмоприймач ЕРС при русі по контактному проводу в прогоні між опорами повинен зберігати незмінне за висотою положення і постійне натиснення на провід. Для виконання цієї вимоги застосовується *ланцюгова підвіска*, один прогін якої (для системи постійного струму) показано на рис. 16.1.

Несучий трос підвіски кріпиться через гірлянду ізоляторів до консолі, закріпленої на опорі. Контактний провід за допомогою струн підвішується до несучого троса. Конструкція струн разом з іншими пристроями повинна забезпечити безпровісне положення контактного проводу. За допомогою фіксаторів контактний провід фіксується на консолях опор.

На опорах контактної мережі постійного струму підвішують також проводи високовольтних ліній 10 кВ з польової сторони залізниці на дерев'яних кронштейнах, до яких їх кріплять за допомогою штирьових ізоляторів. До цих ліній приєднують електроприймачі залізничних нетягових споживачів, розташованих уздовж залізниці.

Для захисту контактної мережі від струмів короткого замикання і забезпечення безпеки людей при їх торканні металевих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок порушення ізоляції, опори заземляють на рейку. Сталевий заземлювальний провід діаметром 10-12 мм прокладається уздовж опори і з'єднує всі металеві частини і конструкції, розташовані ближче 5 м від проводів контактної мережі, з тяговою рейкою.

Найбільшого поширення набула *напівкоса підвіска* (рис. 16.2), у якій контактний провід розташований зигзагоподібно відносно осі шляху, а несучий трос – над віссю колії. Нормальний зигзаг на прямих ділянках колії становить 0,3 м. Зигзаги, спрямовані від опор, називаються позитивними, а до опор – негативними. Напівкоса підвіска забезпечує рівномірний знос пластин струмоприймача ЕРС завдяки поперечному зсуву контактного проводу відносно середньої точки струмоприймача в процесі руху ЕРС.

Підвіску розбивають на окремі анкерні ділянки довжиною 1200-1600 м, контактні проводи яких механічно не пов'язані між собою. Контактний провід у кінці кожної ділянки закріплюють (анкерують) на анкерних опорах, несучі троси можуть анкерувати через 7 км. При деякій середній температурі контактний провід розташовується безпровісно і забезпечує хороше струмознімання.

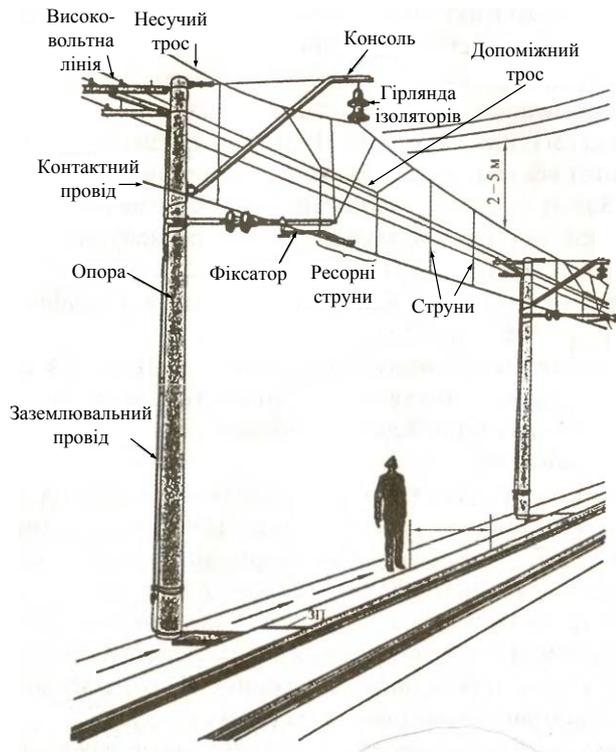


Рис. 16.1. Прогін ланцюгової контактної підвіски постійного струму

При зміні температури змінюється довжина несучого тросу і контактного проводу, їх натяг і стріли провисання; умови струмознімання при цьому погіршуються. Для збереження нормального струмознімання застосовують кілька способів анкерування несучого тросу і контактного проводу на анкерних опорах.

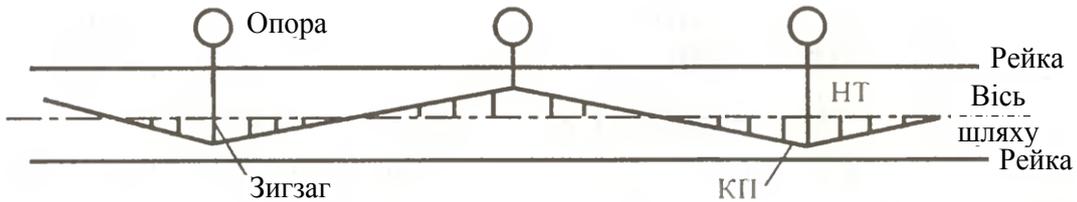


Рис. 16.2. Розташування проводів напівкосої підвіски в плані

Підвіска, у якій несучий трос і контактний провід кріпляться до анкерної опори жорстко, називається *некомпенсованою* і допускає швидкості руху до 60 км/год.

У *напівкомпенсованій* ланцюговій підвісці (рис. 16.3) несучий трос анкерується на анкерній опорі жорстко, а контактний провід - через вантажні компенсатори. На рис. 16.4 показано анкерну ділянку з *двосторонньою компенсацією* контактного проводу. Для запобігання уgonу або перетягування контактного проводу під дією різниці мас вантажів компенсаторів на різних анкерних опорах у середині анкерної ділянки її жорстко фіксують на несучому тросі.

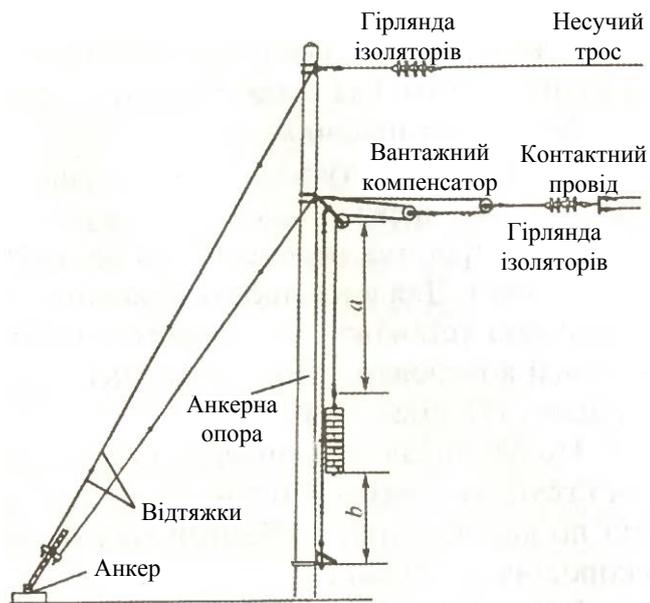


Рис. 16.3. Анкерування проводів напівкомпенсованої ланцюгової підвіски



Рис. 16.4. Схема анкерної ділянки з двосторонньою компенсацією проводу

чому тросі відрізком допоміжного троса довжиною 15-20 м, що називається *середнім анкеруванням*. Середнє анкерування дозволяє зменшити зону руйнування контактної мережі при обриві контактного проводу в будь-якій частині анкерної ділянки.

Завдяки наявності середнього анкерування та компенсаторів при зміні температури контактний провід отримує можливість повздовжнього переміщення уздовж шляху від середнього анкерування. Несучий трос так переміщуватися не може, тому виникає перекося струн. Для зменшення впливу перекося струн і поліпшення струмознімання встановлюють замість коротких струн в останніх від середнього анкерування прогонах ковзні струни, що переміщуються вздовж несучого тросу разом з контактним проводом.

Напівкомпенсована ланцюгова підвіска з простими опорними струнами застосовується на залізницях, оскільки вона проста за конструкцією і забезпечує безперебійне струмознімання при швидкостях до 70 км/год.

Поліпшити роботу підвіски можна шляхом заміни звичайних струн біля опор на *ресорні струни*. При цьому струни вгорі кріплять не до несучого тросу, а до відрізка допоміжного троса довжиною 12-14 м, закріпленого на несучому тросі на відстані 6-7 м з кожного боку опори, і розташовують їх по обидва боки консолі симетрично. Напівкомпенсована підвіска з ресорними струнами, що допускає швидкість до 120 км/год, дуже поширена на залізницях.

*Компенсованою* ланцюговою підвіскою називають таку, у якій і несучий трос і контактний провід мають компенсатори; може бути окремий компенсатор на кожен провід (рис. 16.5) або один компенсатор для обох проводів. Струни такої підвіски при зміні температури зберігають вертикальне положення, зміщуючись вправо або вліво разом з контактним проводом і несучим тросом.

На рис. 16.6 показаний спосіб кріплення несучого тросу і контактного проводу компенсованої підвіски при анкеруванні на

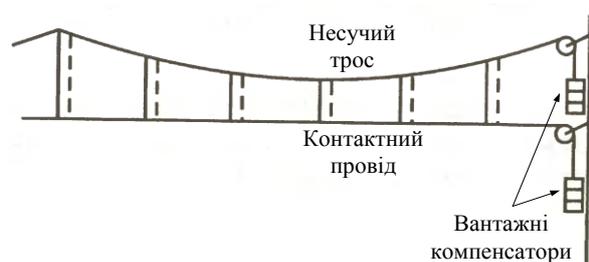


Рис. 16.5. Схема компенсованої ланцюгової підвіски

один загальний триблочний вантажний компенсатор через коромисло.

Величину натягу несучого тросу і контактної провід регулюють зміною плечей на коромислі і кількістю вантажів вантажного компенсатора.

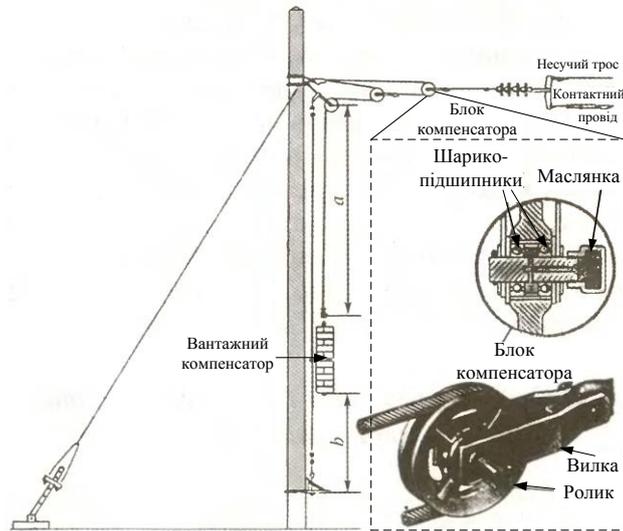


Рис. 16.6. Анкерування проводів компенсованої ланцюгової підвіски

Блок компенсатора складається з ролика, що укріплений на вилці і обертається в шарикопідшипниках. Мастило до підшипників надходить через маслянку, встановлену на кінці вала ролика. Триблокові компенсатори дозволяють мати вагу вантажу, що становить 25 % натягу, який потрібно створити в анкерованих проводах. Вантажі набирають з окремих залізобетонних елементів масою 25 кг кожен. Максимальні переміщення вантажів при температурних змінах не повинні перевищувати відстаней  $a$  (між вантажем і роликом) і  $b$  (між вантажем і землею), величина яких визначається за спеціальними таблицями. Мінімальна величина  $a$  і  $b$  видавання становить 200 мм.

Щоб забезпечити повздовжнє переміщення проводів компенсованої підвіски при змінах температури, несучий трос підвішують на поворотних консолях. Для пристрою середнього анкерування одну консоль у середині анкерної ділянки виконують неповоротною і закріплюють жорстко двома відтяжками за сусідні опори. Таким чином створюється середнє анкерування компен-

сованої підвіски, яка допускає швидкість руху поїздів до 140 км/год.

*Подвійна ланцюгова підвіска* (рис. 16.7) відрізняється від одинарної наявністю допоміжного проводу, розташованого між несучим тросом і контактним проводом. Його підвішують до несучого тросу на струнах нормальної довжини, а контактний провід до допоміжного тросу – на коротких струнах.

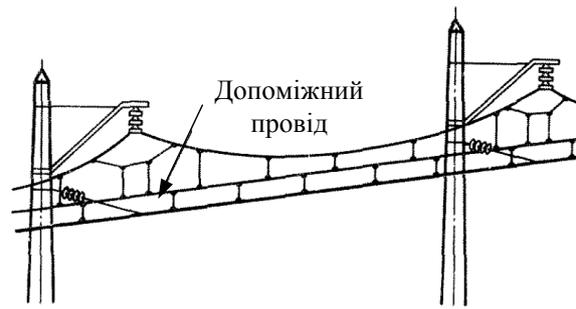


Рис. 16.7. Подвійна ланцюгова підвіска

Подвійна ланцюгова ресорна підвіска з пружинно-масляними амортизаторами між несучим тросом і допоміжним проводом дає можливість отримати задовільне струмознімання при швидкостях 200 км/год і вище.

Сучасні українські швидкісні підвіски, розраховані на швидкості руху 160 і 200 км/год, - вертикальні, компенсовані, з роздільним анкеруванням несучого тросу та подвійного контактного проводу, з видовженими до 20 м ресорними допоміжними тросами та мірними струнами, що підтримують контактні проводи. Вони підвішуються на ізольованих горизонтальних консолях з підкосами і з закріпленням несучого троса над консолю. Підсилюючий провід розміщується на кронштейнах з боку шляху.

## 16.2. Підтримувальні конструкції і опори контактної мережі

Для підтримки проводів контактної мережі на певній висоті і в потрібному положенні відносно осі шляху призначені жорсткі і гнучкі поперечини, опори і консолі. Консолі встановлюють на перегонах і окремих коліях станцій. На станціях і багатоколійних перегонах встановлюють жорсткі і гнучкі поперечини.

**Жорсткі поперечини** являють собою металеві ферми (ригелі), закріплені на двох залізобетонних опорах, розташованих по обидва боки шляхів (рис. 16.8).

Ригельна конструкція забезпечує перекриття до восьми залізничних шляхів. За необхідності на опорах жорсткої поперечини кріплять консолі з зовнішнього боку, і кількість шляхів, що обслуговуються даною поперечною, збільшується ще на один-два.

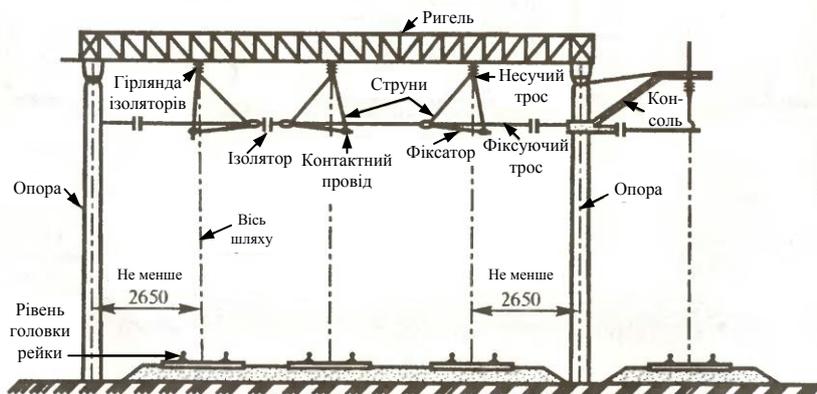


Рис. 16.8. Жорстка поперечина

Несучий трос контактної підвіски кріпиться до ригеля через гірлянду ізоляторів. Фіксація контактних проводів здійснюється фіксаторами, закріпленими на фіксуєчому тросі, натягнутому між опорами. За необхідності ізоляції підвісок шляхів одна від одної у фіксуєчий трос врізаються ізолятори. При анкеруванні проводів підвіски на опорах жорстких поперечин застосовують відтяжки, що розташовуються уздовж шляху.

Ригельні конструкції на станціях можуть використовуватися для установаження прожекторів, які освітлюють залізничні колії в нічний час.

Жорсткі поперечини прості за конструкцією, економічні, але при їх використанні неможливо перевірити стан точок підвішування несучого тросу та очистити ізолятори без зняття напруги з контактної мережі.

**Гнучкі поперечини** дозволяють проводити роботи без зняття напруги з контактної мережі. Вони являють собою систему тросів, натягнутих між металевими опорами, встановленими з обох боків шляху (рис. 16.9). Поперечний несучий трос сприймає всі вертикальні на-

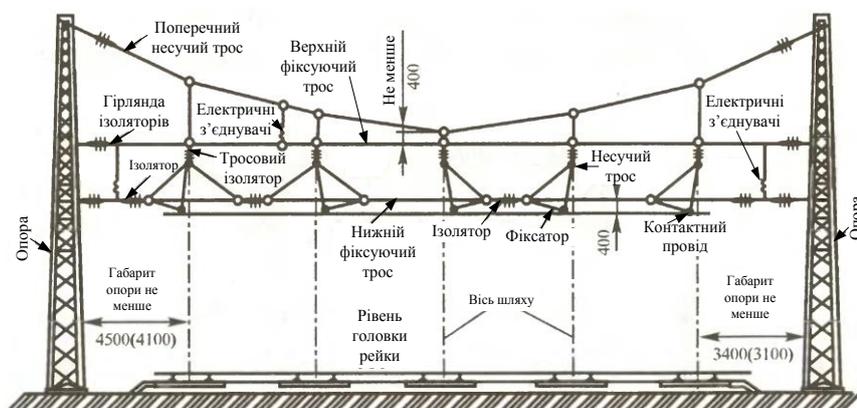


Рис. 16.9. Гнучка поперечина

вантаження від ланцюгових підвісок і власної ваги поперечини. *Верхній фіксує трос* фіксує положення несучого троса підвіски, а *нижній фіксує трос* – положення контактного проводу. Фіксація контактного проводу здійснюється фіксатором, закріпленим на нижньому фіксує тросі. У всі троси біля опор врізані ізолятори. У нижній фіксує трос з кожного боку врізаються по два ізолятори з короткою вставкою між ними. Ця вставка довжиною 1 м з'єднується для вирівнювання потенціалів електричними з'єднувачами з верхнім фіксує тросом і поперечним несучим тросом. У результаті утворюється нейтральна вставка, яка в необхідних випадках може бути приєднана до контактних підвісок або до заземлених металевих опор. Таке приєднання дозволяє проводити роботи без зняття напруги з контактної мережі на підвісках, гнучкій поперечині і протирати ізолятори на ній з ізольованих площадок. Для секціонування контактної мережі в нижньому фіксує тросі у відповідних міжколійях врізають ізолятори. Така ізольована гнучка поперечина застосовується на ділянках залізниць, де через великі розміри руху неможливо знімати напругу з усієї контактної мережі для виконання ремонтних робіт.

На деяких ділянках залізниць експлуатуються неізольовані гнучкі поперечини, у яких ізольований тільки нижній фіксує трос. Для виконання робіт на верхньому фіксує тросі і поперечному несучому тросі необхідно знімати напругу з усієї контактної мережі, що пов'язано із зупинкою руху поїздів. За необхідності такі неізольовані поперечини переобладнують в ізольовані.

Через великі труднощі при монтажі та експлуатації гнучкі поперечини застосовують порівняно рідко.

**Опори контактної мережі** виготовляють з металу або залізобетону. Металеві опори застосовують переважно для гнучких поперечин на станціях. Вони мають решітчасту конструкцію зі сталевих кутків і швелерів, до яких зручно кріпити різні конструкції і деталі. З'єднання решітки з кутовими стійками секцій здійснюють зварюванням. По висоті опори збирають з декількох поясів (секцій): висотою 15 м – з трьох, а висотою 20 м – з чотирьох. Для зручності транспортування опори виконують рознімними; з'єднання частин опори при монтажі можна

виконувати як на болтах, так і зварюванням. Нагорі опор встановлюють оголовки, а внизу – основи (башмаки) з отворами для анкерних болтів, за допомогою яких здійснюють з'єднання опор з фундаментами. Строк служби металевих опор досягає 50 років.

Однак застосування металевих опор пов'язано з великою витратою металу, а для захисту від корозії їх періодично необхідно фарбувати. Найбільшого поширення набули залізобетонні опори, при використанні яких значно знижується витрата металу.

Для забезпечення високої надійності експлуатації в будь-яких атмосферних умовах протягом тривалого часу для виготовлення опор контактної мережі застосовують бетон високої щільності і міцності, для чого під час бетонування ущільнюють бетонну суміш за допомогою центрифугування або вібрації. Бетон добре працює на стиск, а при розтягуванні починає тріскатися. Тому металеву арматуру опор перед бетонуванням розтягують, а після бетонування і «схоплювання» бетону відпускають, що призводить до стиснення бетону опори арматурою. Така конструкція залізобетонної опори забезпечує міцність бетону на розтяг і вигин на весь час експлуатації. Всі опори, призначені для встановлення консолей, виконуються конічної форми, їх діаметр до основи збільшується. Такі опори мають отвори для кріплення консолей і кронштейнів зі спеціальними ізолюючими втулками конічної форми, призначеними для ізоляції деталей болтового кріплення від арматури. Заземлення опор на лініях змінного струму виконують спеціальним провідником, прокладеним у стінці опори, а на лініях постійного струму заземлювальний провідник укладають по зовнішній поверхні опори. Зверху і знизу опор встановлюють заглушки для запобігання потраплянню вологи у внутрішній простір опори; крім того, нижня заглушка збільшує площу поверхні обпирання на ґрунт.

Висота підвіски КП над рівнем головки рейки (РГР) повинна бути не нижче 6,25 м на станціях і 5,75 м на перегонах.

Консолі служать для кріплення несучих тросів контактних підвісок, виконуються у вигляді кронштейнів з тягами (рис. 16.10). Консолі бувають одноколійними, двоколійними і багатоколійними, а за формою похилими і прямими (горизонтальними). Похилі консолі можуть бути тільки одноколійними. Перевагою їх

є менша, ніж при прямій консолі, висота опори. При достатній висоті опор встановлюють прямі консолі, які зазвичай виконують поворотними і ізолюваними.

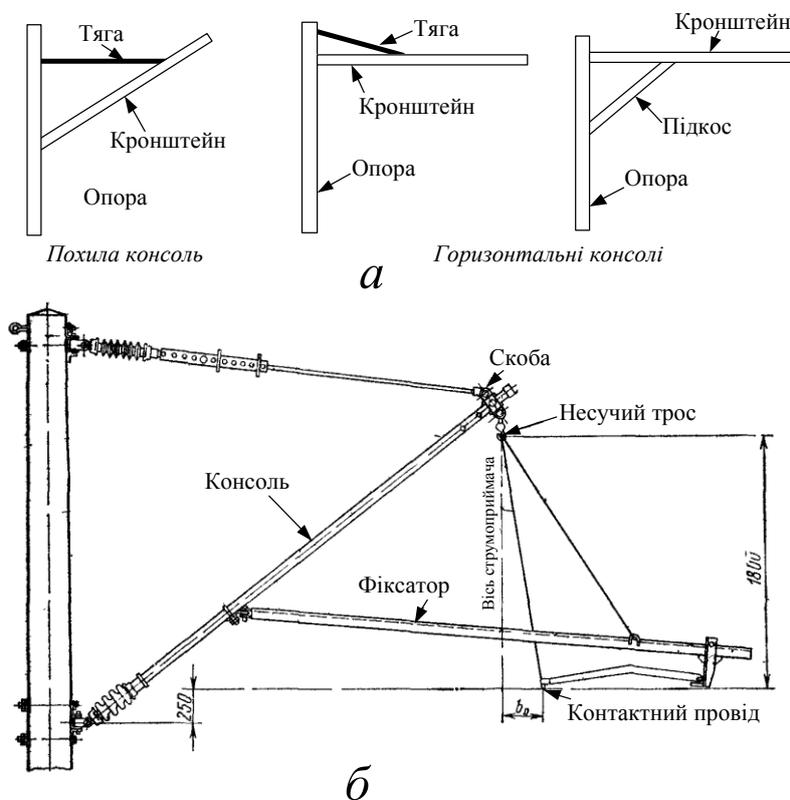


Рис. 16.10. Види консолей (а) та ізолювана консоль з фіксатором (б)

### 16.3. Проводи і троси контактної мережі

Контактний провід здійснює безпосередній контакт зі струмоприймачем ЕРС в процесі струмознімання. Тому він повинен мати високу механічну міцність, бути зносостійким, не схильним до корозії і мати гарну електричну провідність.

Найбільшого поширення на електрифікованих лініях отримали контактні проводи марки МФ, що означає «мідний фасонний». Фасонними ці проводи (рис. 16.11, а) називають через два поздовжніх пази, необхідні для захоплення проводів затискачами при підвісці.

Контактний провід марки МФ виконують з міді, прокатої в холодному стані.

Таку технологію виготовлення проводів застосовують для надання їм більшої механічної міцності. Основні розміри контактної провладу марки МФ-100 (перерізом 100 мм<sup>2</sup>) наведені на рис. 16.11, *а*. Для таких проводів дуже небезпечне виникнення електричної дуги під час струмознімання.

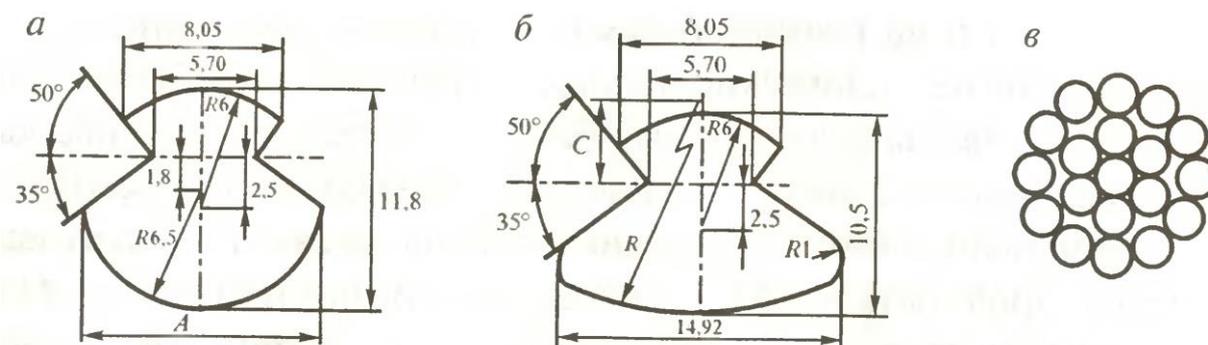


Рис. 16.11. Профілі перерізу контактних проводів і тросів:  
*а* – фасонний; *б* – фасонний овальний; *в* – трос (провід)

Провід з площею перерізу 100, 120 і 150 мм<sup>2</sup> підвішують на перегонах і головних колях станцій, а 85 мм<sup>2</sup> - на другорядних станційних колях. Для поліпшення якості струмознімання при струмах понад 1000 А використовують подвійний контактний провід, що складається з двох контактних проводів, які входять в одну підвіску.

Для зменшення вітрових відхилень контактних підвісок застосовують фасонний овальний контактний провід, основні розміри якого (марки МФО-100) наведені на рис. 16.11, *б*.

**Несучі троси** ланцюгових підвісок виконують з мідних, бронзових і біметалевих багатодротяних проводів, звитих з 7 або 19 (рис. 16.11, *в*) дротів, один з яких є центральним. Кожен наступний ряд дротів навивають у зворотному напрямку відносно попереднього, причому зовнішнє навивання завжди роблять правим.

На головних колях ліній, електрифікованих на постійному струмі, застосовують мідні несучі троси марки М-95 і М-120 перерізом 95 і 120 мм<sup>2</sup>. Ці проводи звивають з твердотягнутих дротів, виготовлених з чистої міді. На всіх шляхах ліній змінного струму і на станційних колях ліній постійного струму

застосовують біметалеві несучі троси перерізом 70 і 95 мм<sup>2</sup>. Ці проводи звиті з окремих біметалевих дротів, кожен з яких складається зі сталеві серцевини, покритої тонким шаром міді. Біметалеві дроти мають високу механічну міцність і не схильні до корозії на повітрі. З метою економії міді в якості несучих тросів застосовують також біметалеві сталеалюмінієві проводи, виготовлені за типом сталевомідних.

На станційних коліях, де здійснюються маневрові роботи, можуть використовуватися сталеві несучі троси марки С-70 перерізом 70 мм<sup>2</sup>. Основним недоліком сталевих несучих тросів є їх схильність до корозії, не дивлячись на те, що вони виготовляються з оцинковуванням. В експлуатаційних умовах їх необхідно покривати антикорозійним мастилом.

У якості *підсилювальних, живильних і відсмоктувальних* найбільшого поширення набули багатодротяні алюмінієві проводи марки А, які звивають (аналогічно мідним) з окремих твердотягнутих алюмінієвих дротів.

Алюмінієві дроти добре протистоять корозії, але їхня механічна міцність і електрична провідність нижче, ніж у мідних. Алюміній легше міді приблизно в 3 рази, тому при площі перерізу алюмінієвого проводу, еквівалентної за провідністю площі перерізу мідного, його по вазі потрібно приблизно у 2 рази менше, ніж мідного, оскільки провідність алюмінію в 1,65 разу менше від провідності міді. Навантаження на опорні і підтримувальні конструкції при цьому зменшуються.

На лініях, електрифікованих на змінному струмі, для живлення лінійних нетягових споживачів широко використовуються лінії «два проводи – рейка» (ДПР), що виконуються сталеалюмінієвими проводами марки АС перерізом зазвичай 35 і 50 мм<sup>2</sup>.

**Рейкова мережа** служить другим проводом тягової мережі. На залізницях використовують рейки типів Р50, Р65 і Р75 (цифри вказують масу в кілограмах 1 м рейки).

Для зменшення опору рейкової мережі тяговому струму встановлюють з'єднувачі в рейкових стиках (рис. 16.12). Стикові з'єднувачі являють собою невеликі відрізки гнучкого мідного проводу з двома наконечниками, приєднаними до рейок з обох боків стику.

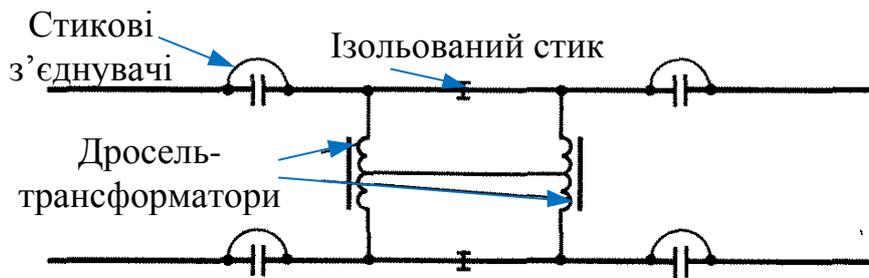


Рис. 16.12. Схема установки дросель-трансформатора

На лініях, обладнаних автоблокуванням або електричною централізацією, влаштовують ізолювані стики для розділення рейок на блок-ділянки. У цих випадках шлях для тягового струму в обхід ізолюваних стиків без порушення роботи пристроїв автоблокування забезпечують, встановлюючи дросель-трансформатори (шляхові дроселі) з обох боків ізолюваного стику, їхні середні точки з'єднують. Обмотки дросель-трансформаторів мають великий індуктивний опір, що виключає протікання через них сигнального струму пристроїв СЦБ. Для протікання тягового струму обмотки дросель-трансформаторів мають незначний опір.

## 17. Рекуперація електричної енергії

Електричний локомотив має можливість здійснювати особливий вид гальмування – рекуперативне, засноване на використанні принципу оборотності електричних двигунів [29-33]. При гальмуванні або на ухилі тягові двигуни можуть працювати в генераторному режимі, при якому кінетична енергія поїзда перетворюється в електричну. Ця енергія називається надлишковою, а струми, споживані приймачами, називаються *надлишковими струмами рекуперації*. При рекуперації локомотив працює паралельно з тяговими підстанціями і може розглядатися як тягова підстанція.

Для визначення способу рекуперування енергії насамперед необхідно визначення роду струму, на якому працює рухомий склад. На ділянках залізниць змінного струму постійний струм тягових двигунів, переведених у генераторний режим, за допомогою інверторів перетворюється в однофазний струм

частотою 50 Гц на електрорухомому складі і повертається в тягову мережу. На ділянках постійного струму надлишкова енергія рекуперації постійного струму може перетворюватись в енергію трифазного струму за допомогою трифазних інверторів, встановлених на тягових підстанціях. На сучасному рухомому складі з асинхронними або синхронними двигунами для перетворення струму і регулювання частоти використовуються автономні інвертори, які в режимі рекуперативного гальмування перетворюють трифазний змінний струм двигунів у постійний, який надходить безпосередньо в тягову мережу постійного струму, або за допомогою чотириквadrантного перетворювача повертається в тягову мережу змінного однофазного струму. Насправді у рекуперації змінного струму міг би використовуватись інвертор, використовуючи два з трьох своїх плечей, але переважним вважається все ж таки застосування окремого статичного перетворювача для рекуперації - чотириквadrантного перетворювача.

Рекуперація електричної енергії можлива при виконанні деяких умов:

1) швидкість поїзда повинна бути не менше 50 км/год, щоб е.р.с. двигунів, що працюють у режимі генератора, була більше напруги в контактній мережі;

2) машиніст електровоза повинен перейти з тягового режиму роботи електровоза на схему рекуперативного гальмування, при якому змінюється режим роботи обмотки збудження тягового двигуна, що дозволяє управляти величиною напруги на струмоприймачі електровоза;

3) потрібно в будь-який момент часу мати споживача, готового прийняти електричну енергію.

У якості **приймачів енергії рекуперації** можуть бути використані:

1. Резистори на рекуперуючому електровозі.

2. Баластні резистори (поглинальні пристрої) на підстанціях і між пістанціями, у яких отримувана електрична енергія перетворюється в теплову і розсіюється.

3. Локомотиви в режимі тяги, які знаходяться поблизу.

4. Інверторні агрегати на тягових підстанціях.

5. Високоємнісні накопичувачі (акумулятори, іоністори) як на рухомому складі, так і на тягових підстанціях.

Очевидно, що перші два способи є неефективними в плані енергоефективності та енергозбереження (у першу чергу рекуперація розглядається з такою метою), а тому розглядати їх детально недоцільно.

### 17.1. Рекуперація локомотивам поблизу

При такому виді рекуперації вироблена електровозом енергія передається локомотивам, що знаходяться поблизу і працюють у режимі тяги (рис. 17.1). У розглядуваній міжпідстанційній зоні знаходяться два електровози в тяговому режимі і один електровоз в режимі рекуперації зі струмом  $I_p$ , який дорівнює сумі струмів  $I_p'$  і  $I_p''$ . Контури, по яких протікають складові струму рекуперуючого електровоза  $I_p'$  і  $I_p''$ , виділені пунктиром. Струм першого електровоза (знаходиться між підстанцією А і рекуперуючим електровозом) у тяговому режимі являє собою суму струму, що протікає від тягової підстанції А ( $I_A$ ), і струму  $I_p'$ . Струм другого електровоза в тяговому режимі визначається аналогічно.

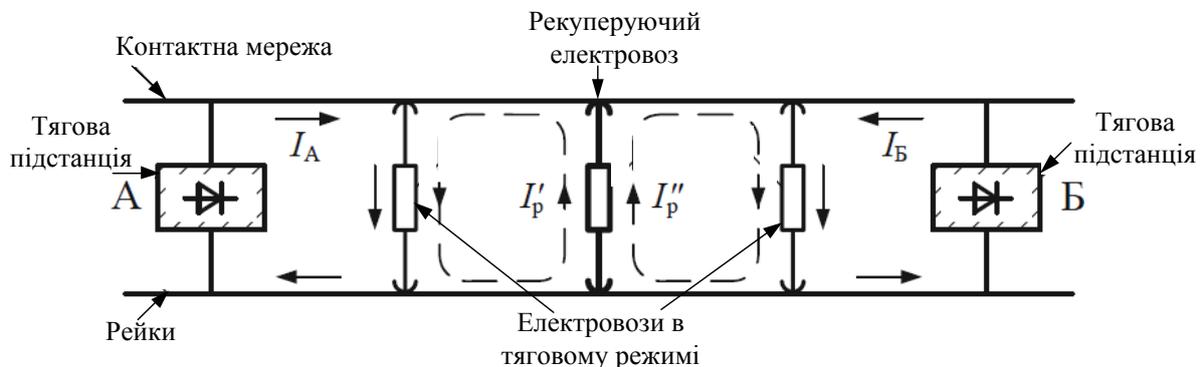


Рис. 17.1. Схема рекуперації в міжпідстанційній зоні іншим локомотивам

*Недоліки:* при рекуперації, коли енергія передається локомотивам, що знаходяться поблизу, повне використання енергії рекуперації не завжди можливе, оскільки в момент рекуперації на міжпідстанційній зоні може взагалі не виявитися електровозів або струми, споживані сусідніми електровозами, незначні, або електровози будуть знаходитися ближче до тягових підстанцій, ніж до рекуперуючого електровоза. Тому постає проблема синхронізації руху рухомих одиниць, реалізувати яку практично неможливо.

Якщо вироблена енергія рекуперації не може бути використана сусідніми рухомими одиницями, то вона повинна бути прийнята спеціальними приймачами. У якості приймачів надлишкової енергії рекуперації можуть бути використані інвертори на тягових підстанціях.

## 17.2. Рекуперація інверторами на тягових підстанціях

На тяговій підстанції інвертор підключається до загальних шин паралельно з випрямними агрегатами (рис. 17.2). Інвертор виконано за трифазною мостовою схемою. Струм випрямлячів  $I_{dB}$  направлений від позитивної шини в контактну мережу, а струм інвертора навпаки – з контактної мережі до позитивної шини. При холостому ході випрямляча напруга на шинах підстанції 3300 В, перехід підстанції в режим приймання надлишкової енергії рекуперації супроводжується збільшенням напруги холостого ходу, яка не повинна перевищувати максимально допустимого значення 3800 В.

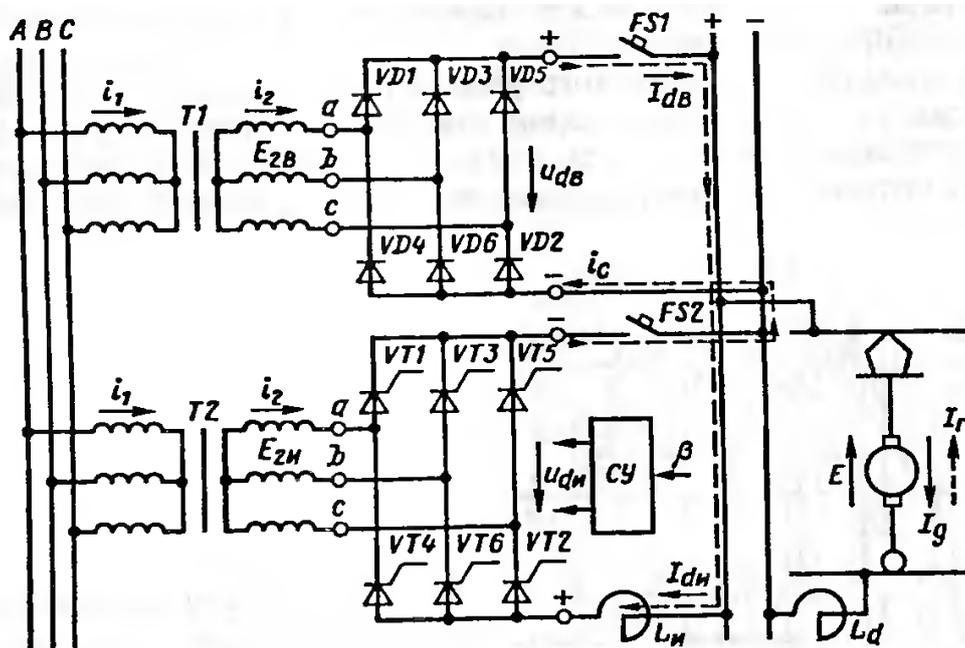


Рис. 17.2. Схема паралельного з'єднання випрямляча та інвертора

Нерівність вторинних напруг випрямляча та інвертора викликає при паралельній роботі протікання пульсуючого циркуляційного зрівнювального струму під дією різниці миттєвих

значень електрорухомих сил випрямляча та інвертора. Оскільки індуктивності трансформаторів невеликі, то для обмеження циркуляційного струму вмикається спеціальний реактор інвертора.

На сьогодні перевага надається 12-пульсним схемам інвертування, оскільки вони мають переваги над традиційними 6-пульсними у частині гармонічного складу інвертованих струму та напруги (рис. 17.3) [29]. До відповідних тягових підстанцій додатково підключається рекуператор – *залежний інвертор* зі своїм перетворювальним трансформатором.

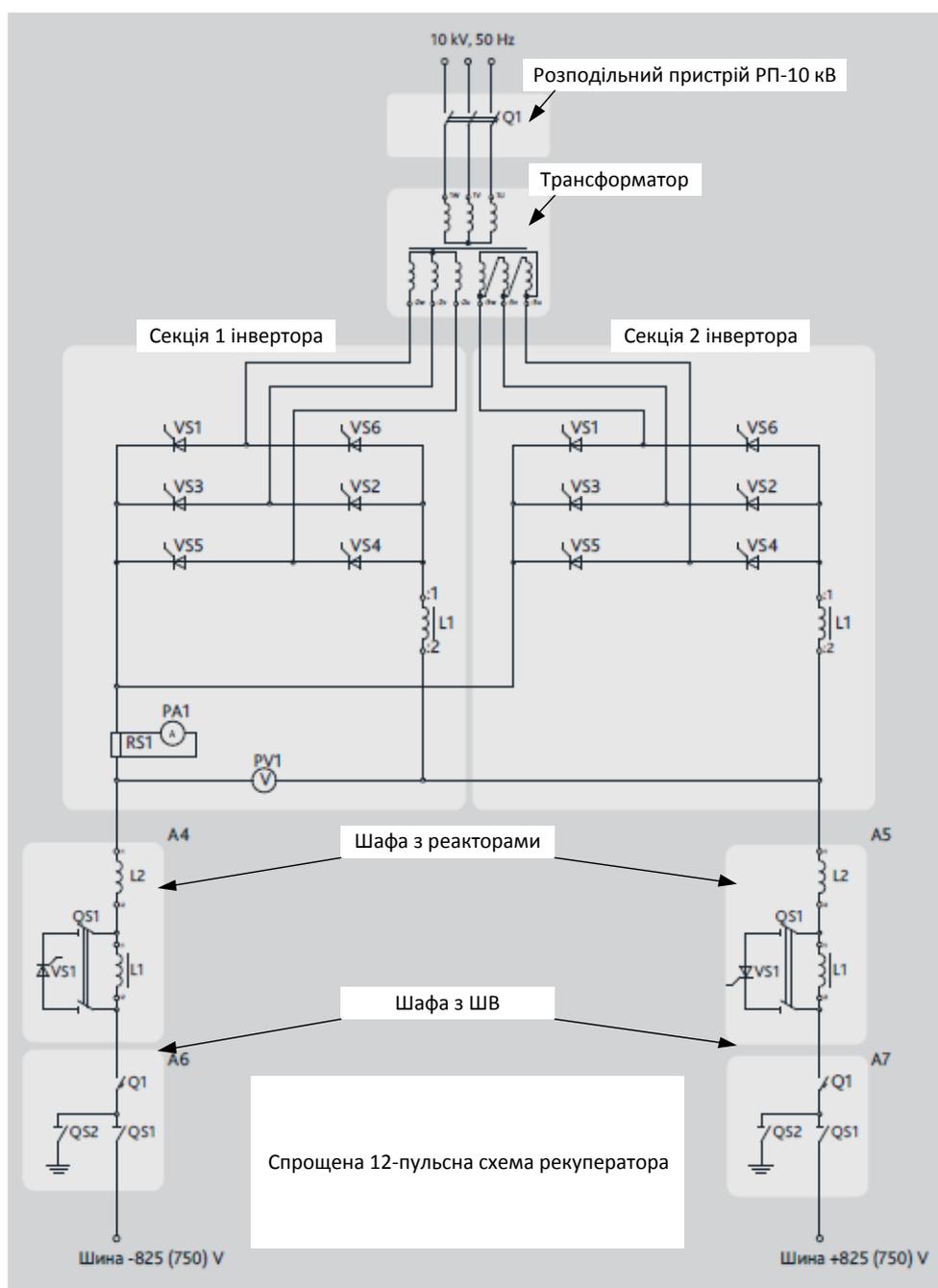
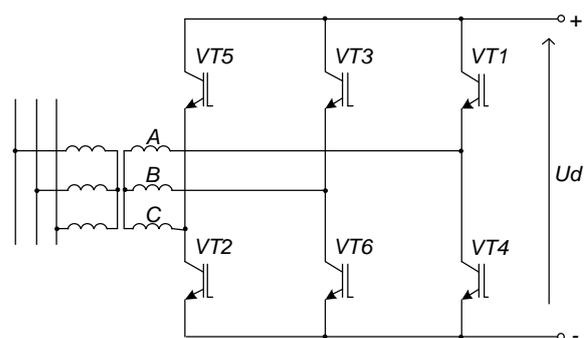


Рис. 17.3. Рекуператор підстанції метрополітену

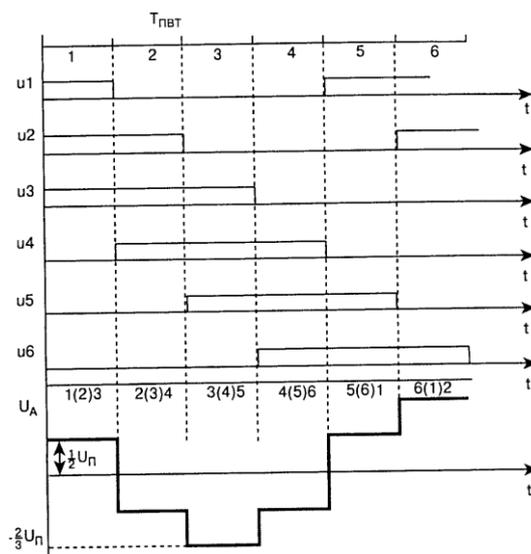
**Принцип роботи інвертора.** Інвертор служить для перетворення напруги постійного струму в змінний. Щоб це реалізувати, на керовані ключі подаються імпульси управління в певній послідовності. Існує декілька способів управління ключами інвертора, серед яких 180-градусне управління, широтно-імпульсна модуляція PWM (pulse width modulation) і просторово-векторна широтно-імпульсна модуляція SVPWM (space vector PWM).

Найбільш просте – 180-градусне управління – полягає в тому, що протягом  $1/6$  періоду вихідної напруги ввімкнено 3 ключі (рис. 17.4). Їх послідовність легко запам'ятати: 123, 234, 345, 456, 561, 612. У результаті утворюється напруга ступінчастої (пірамідальної) форми, а струм за рахунок індуктивності матиме майже синусоїдальну форму з високим процентним вмістом сторонніх гармонік.

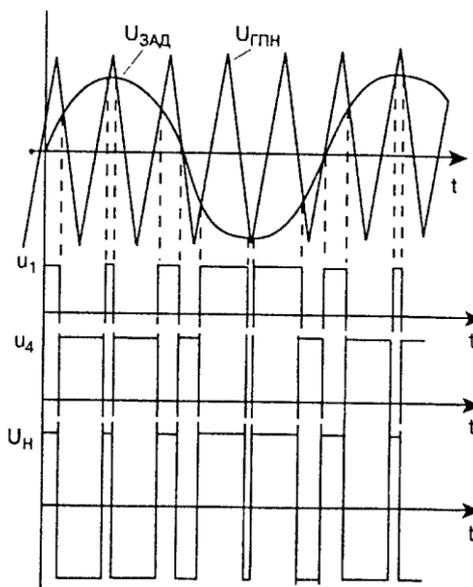
При кращому широтно-імпульсному регулюванні генератор пилоподібної напруги генерує напругу пилоподібної форми високої частоти. Ця напруга порівнюється із синусоїдальною напругою, частота і величина якої задається вхідним сигналом.



Інвертор



180-градусна модуляція

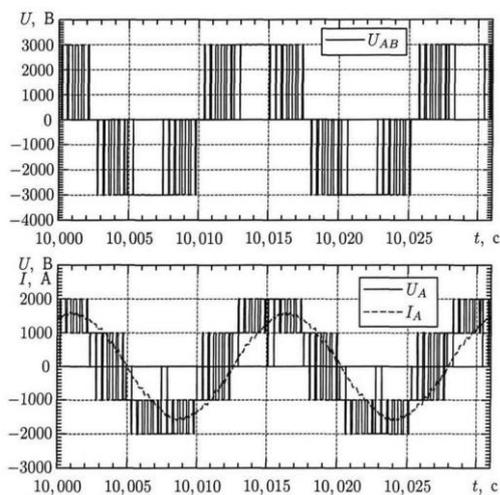


Синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція

Рис. 17.4. Дворівневий трифазний мостовий інвертор і способи управління його ключами

Просторово-векторна широтно-імпульсна модуляція полягає у відмові від одночасної комутації всіх ключів інвертора і переходу до комутації між декількома, заздалегідь обраними станами, кожен з яких відповідає визначеному просторовому положенню вектора результуючої напруги.

Зовнішні характеристики випрямляча та інвертора будуються в першому і другому квадрантах (рис. 17.5).



Просторово-векторна широтно-імпульсна модуляція

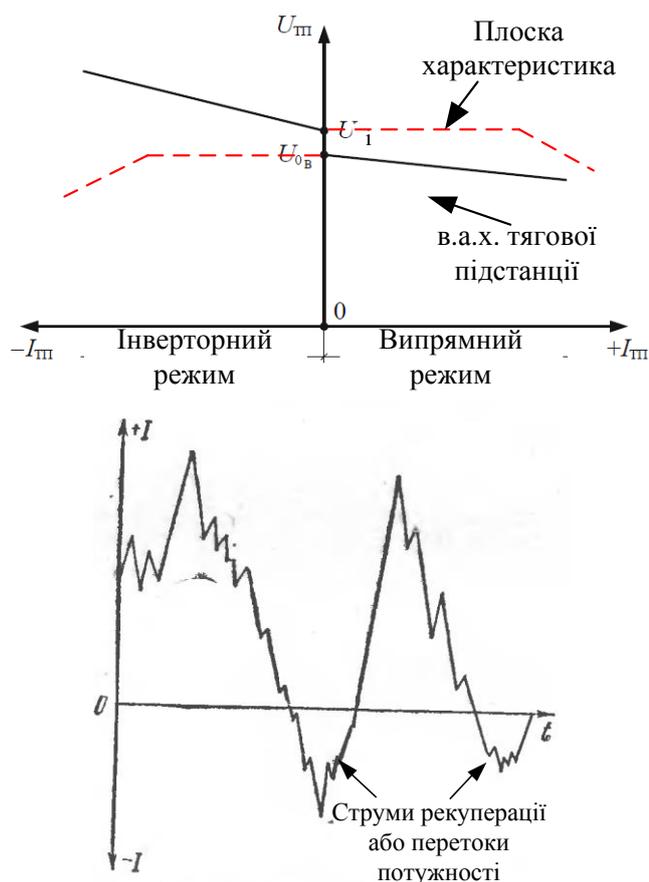


Рис. 17.5. Зовнішня характеристика (в.а.х.) і графік навантаження тягової підстанції при рекуперативному гальмуванні

Умови рекуперації електричної енергії на ділянках *постійного струму* залежать від характеристик приймачів надлишкової енергії. Як видно з в.а.х., підстанції при зміні струму в широкому діапазоні зміни напруги незначні. Різний нахил характеристики в правій і лівій частині обумовлений тим, що, як правило, для роботи в інверторному режимі призначений лише

один агрегат, у той час як у випрямному режимі працює звичайно декілька перетворювачів, ввімкнених паралельно. При додатковому регулюванні процесів інвертування та випрямлення можна отримати горизонтальну (плоску) характеристику.

Слід зазначити, що якщо струм тягової підстанції від'ємний (нижче осі абсцис на рис. 17.5), це означає, що відбувається рекуперація.

Не завжди від'ємні викиди струму свідчать про рекуперацію. Це також може свідчити про *перетоки потужності* через шини тягової підстанції з однієї зони на інші. Про те, що даний перетік є наслідком рекуперації, говорить той факт, що тягова підстанція «зачинилась», тобто струм тягової підстанції дорівнює нулю.

До основних причин, що впливають на виникнення перетоків потужності в тяговій мережі можна віднести:

- різницю рівнів напруги на шинах суміжних тягових підстанцій;

- різні режими роботи і характеристики обладнання суміжних тягових підстанцій.

Перетоки потужності призводять до виникнення додаткових технічних втрат електроенергії і погіршують показники ефективності системи електропостачання.

На залізницях *змінного* струму, де підстанції обладнані трансформаторами, передача енергії з тягової мережі в лінію не має яких-небудь труднощів, що виникають на ділянках постійного струму.

### **17.3. Застосування накопичувачів енергії**

Зважаючи на те, що практично всі проекти з застосування накопичувачів знаходяться на випробувально-дослідній стадії, можна виокремити та резюмувати лише основні тенденції [30-34]:

1. Для використання накопичувачів енергії з метою запасання і видачі в потрібний момент енергії рекуперації при гальмуванні поїздів найбільш прийнятними є маховики, літій-іонні акумулятори та суперконденсатори.

2. Окрім прямого ефекту з економії споживаної енергії накопичувачі мають позитивний вплив на енергосистеми:

зменшують перепади напруги при нерівномірному графіку споживання енергії; знижують необхідність великого резервування потужності підстанцій і тим самим капітальні затрати при їх будівництві і ремонті; знижують знос обладнання тягових підстанцій.

3. Переважна більшість пілотних проектів орієнтовані на стаціонарне застосування накопичувачів з метою незбільшення витрат енергії при транспортуванні на борту масивних накопичувачів і не бути обмеженими за габаритами. Однак при цьому зростає і кількість накопичувачів на борту.

4. Економічна ефективність на пілотних проектах показана досить суттєва – до 40 %, причому ефективність маховикових накопичувачів суттєво вище, ніж у суперконденсаторів.

5. Найбільш поширеними та перспективними є проекти з застосування накопичувачів на підстанціях і перегонах метрополітенів.

На рис. 17.6 у якості прикладу показано схему та зовнішній вигляд стаціонарних накопичувачів енергії, що виробляються компанією Toshiba [34].

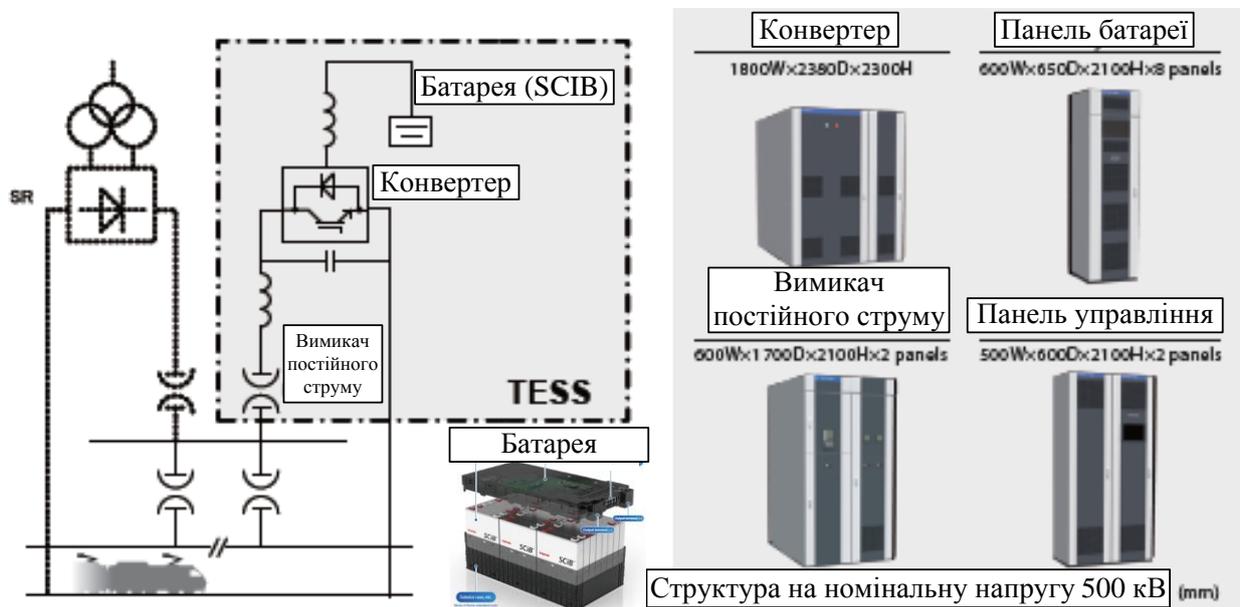


Рис. 17.6. Система зберігання тягової енергії TESS виробництва Toshiba

## 18. Аварійні режими в системах електропостачання

**Режими роботи систем електропостачання.** Електричні мережі характеризуються нормальним, ненормальним та аварійними режимами роботи [16].

У *нормальному* режимі по всіх елементах мережі протікають робочі струми, що не перевищують допустимі, електроенергія передається від джерел живлення до споживачів.

У *ненормальному* режимі (наприклад, перевантаженні) допускається робота електроустановки протягом визначеного часу, після чого має відбуватись вимикання.

*Аварійний* режим роботи характеризується різкою зміною ряду параметрів (підвищення струму, зняття напруги) і потребує термінового вимикання електроустановки.

### 18.1. Причини та види коротких замикань, їх наслідки

Більша частина аварій в електричних мережах відбувається через *короткі замикання (к.з.)*, основною причиною яких є порушення ізоляції струмоведучих частин. Механічні пошкодження ізоляції виникають, наприклад, при пошкодженні ізоляції силових кабелів під час земляних робіт, при падінні опор повітряних ліній або обриві проводів. Пошкодження ізоляції можуть мати місце при перенапругах, наприклад при прямих ударах блискавки в проводи повітряних ліній або відкритих електроустановок. Короткі замикання можливі також внаслідок перекриття струмоведучих частин птахами і тваринами або помилкових дій персоналу.

При виникненні к.з. загальний електричний опір електричної системи зменшується, струми та кути між струмами і напругами збільшуються, напруги в окремих частинах системи знижуються. Струми к.з. можуть у десятки і сотні разів перевищувати робочі струми елементів електроустановок і досягати десятків тисяч ампер. Настання аварійного режиму к.з. призводить до значних електродинамічних (механічних) і термічних (теплових) впливів на струмоведучі частини та електрообладнання.

У трифазних джерелах змінного струму розрізняють *п'ять основних видів коротких замикань*, наведених на рис. 18.1.

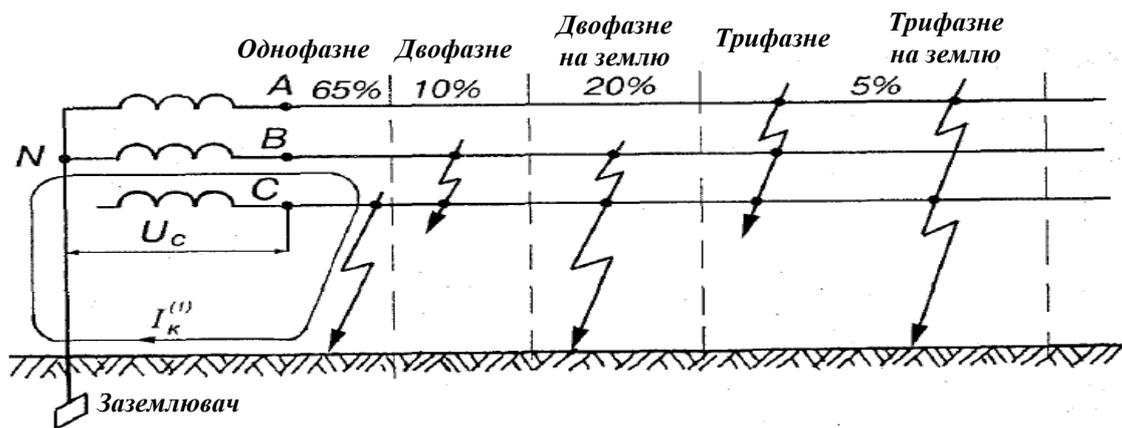


Рис. 18.1. Види к.з. в трифазній системі з заземленою нейтраллю

Однофазні замикання в системі з заземленою нейтраллю виникають при пробії ізоляції фази системи на землю та є короткими. Під дією напруги пошкодженої фази (напруги  $U_C$ ) протікає струм, який досягає великого значення, оскільки опір кола невеликий:

$$I_K^{(1)} = U_C / Z_K^{(1)}, \quad (18.1)$$

де  $U_C$  – напруга фази  $C$  джерела живлення, В;  
 $Z_K^{(1)}$  – опір кола однофазного к.з., Ом.

Величина однофазного струму при к.з. в 1,5 разу перевищує струм двофазного к.з. і в 2,5 разу - трифазного к.з. Однак його можна істотно знизити за рахунок включення в заземлення нейтралі  $N$  великого активного або індуктивного опору. У результаті цього найбільший можливий струм однофазного к.з. не перевищуватиме струм трифазного к.з.

Однофазні замикання в системі з ізолюваною нейтраллю не є короткими, а отже, і аварійними. На рис. 18.2, а показана схема системи з ізолюваною нейтраллю.

Кожна фаза системи має відносно землі деяку ємність, рівномірно розподілену по довжині лінії. Для спрощення на схемі розподілена ємність фази замінюється на зосереджену ємність посередині лінії. При пошкодженні ізоляції однієї з фаз, наприклад  $C$ , і замиканні її на землю через місце з'єднання з землею буде проходити струм  $I_3$ , який повернеться в мережу через ємності  $C_B$  і  $C_A$ . Ємнісні опори між фазами і землею досить великі, тому струм

$I_3$ , як правило, не перевищує декількох десятків ампер і носить ємнісний характер ( $I_3 = I_C$ ).

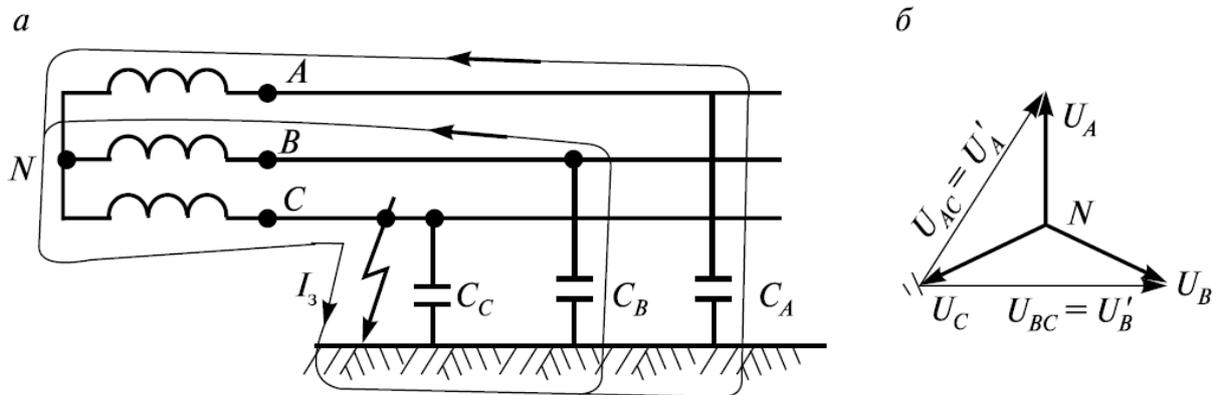


Рис. 18.2. Система з заземленою нейтраллю:  
 а – схема системи; б – векторна діаграма напруг при однофазному замиканні на землю

Тривала робота мережі з замкненою на землю фазою недопустима, оскільки в разі пошкодження ізоляції будь-якої іншої фази відносно землі виникає двофазне к.з. через землю, що супроводжується протіканням великого струму, який може викликати значне руйнування електроустаткування. Тому в мережах з ізольованою нейтраллю обов'язково передбачають захист, що сповіщає персонал про виникнення такого ненормального режиму роботи.

Практика експлуатації електроустановок напругою вище 1 кВ показує, що більша частина однофазних замикань у повітряних електромережах носить короточасний характер, ізоляція в місці замикання на землю швидко відновлюється після відімкнення пошкодженої ділянки і лінія електропередачі може бути негайно ввімкнена в роботу за допомогою пристроїв *автоматичного повторного вмикання (АПВ)*. Якщо замикання на землю було тимчасовим явищем (сплетіння проводів ЛЕП при сильному вітрі, перекриття ізоляції птахами і т. ін.), то за допомогою АПВ лінія відразу ж вмикається і живлення споживачів відновлюється протягом декількох секунд. Інакше, лінія вимикається вдруге.

Мережі напругою вище 1 кВ з заземленими нейтраллями і струмами замикання на землю більше 500 А відносять до мереж з

великими струмами замикання на землю. Мережі з незаземленими нейтраліями або з нейтраліями, заземленими через струмообмежувальні пристрої з великими опорами, напругою до 35 кВ і струмами замикання на землю до 500 А відносять до мереж з малими струмами замикання на землю.

## 18.2. Перехідні процеси при коротких замиканнях

Величина і характер зміни струму к.з. в електричній мережі залежить від цілого ряду факторів: параметрів мережі (потужності, активного і реактивного опорів до точки к.з., напруги в точці к.з.); виду к.з. (одно-, дво- або трифазне); фази напруги; часу з моменту виникнення к.з.; режиму роботи мережі до к.з. (холостий хід, навантаження).

Розглянемо найбільш простий і такий, що часто трапляється, випадок к.з. в системі *необмеженої потужності*, за яку умовно приймають дуже потужну систему, середню напругу на шинах якої  $U_{сер}$  можна вважати незмінною за будь-яких змін струму (навіть при к.з.) у приєднаному до неї малопотужному колі. Потужність такої системи вважається нескінченно великою ( $S_C = \infty$ ), а опори дорівнюють нулю ( $X_C = 0, R_C = 0$ ), при цьому падіння напруги в системі також дорівнює нулю.

На рис. 18.3 наведена розрахункова схема для визначення струму трифазного к.з. на лінії. Діюче значення трифазного струму к.з. можна визначити за формулою

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (18.2)$$

де  $I_K$  – діюче значення струму трифазного к.з., кА;

$U_{сер}/\sqrt{3}$  – середня напруга фази на шинах живильної системи, кВ;

$R_{\Sigma}$  та  $X_{\Sigma}$  – сумарний активний та індуктивний опір кола к.з., Ом.

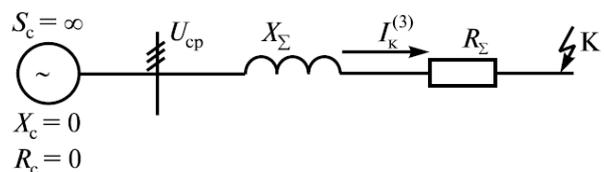


Рис. 18.3. Розрахункова схема для визначення струму трифазного к.з.

Враховуючи, що в електромережах напругою понад 1 кВ, як правило,  $R_{\Sigma} \ll X_{\Sigma}$ , і, спростивши позначення струму трифазного к.з.  $I_K^{(3)} = I_K$ , діюче значення трифазного струму к.з. можна визначити за формулою

$$I_K = \frac{U_{\text{сер}}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}. \quad (18.3)$$

Розглянемо процес переходу від нормального режиму роботи мережі до встановлення режиму к.з. На рис. 18.4 зображено векторну діаграму напруг і струму фази  $B$  в момент виникнення к.з. ( $t=0$ ). Напруга фази  $B$  в цей момент дорівнює 0, а струм  $I_B$  відстає від напруги на кут  $\varphi$ . При к.з. струм повинен різко зрости до  $I_{KB}$  та відстати від напруги  $U_B$  на кут  $\varphi_K=90^\circ$ , оскільки коло к.з. практично чисто індуктивне. У всіх індуктивних елементах кола к.з. наводиться е.р.с., яка створює в колі струм

$$i_{a0} = i_{I_{\text{max}}} - i_{n0}, \quad (18.4)$$

де  $i_{a0}$  – аперіодичний струм у момент часу  $t = 0$ ;

$I_{I_{\text{max}}} = I_{KB}$  – амплітудне значення періодичної складової струму к.з.;

$i_{n0}$  – струм нормального режиму роботи в момент часу  $t=0$ .

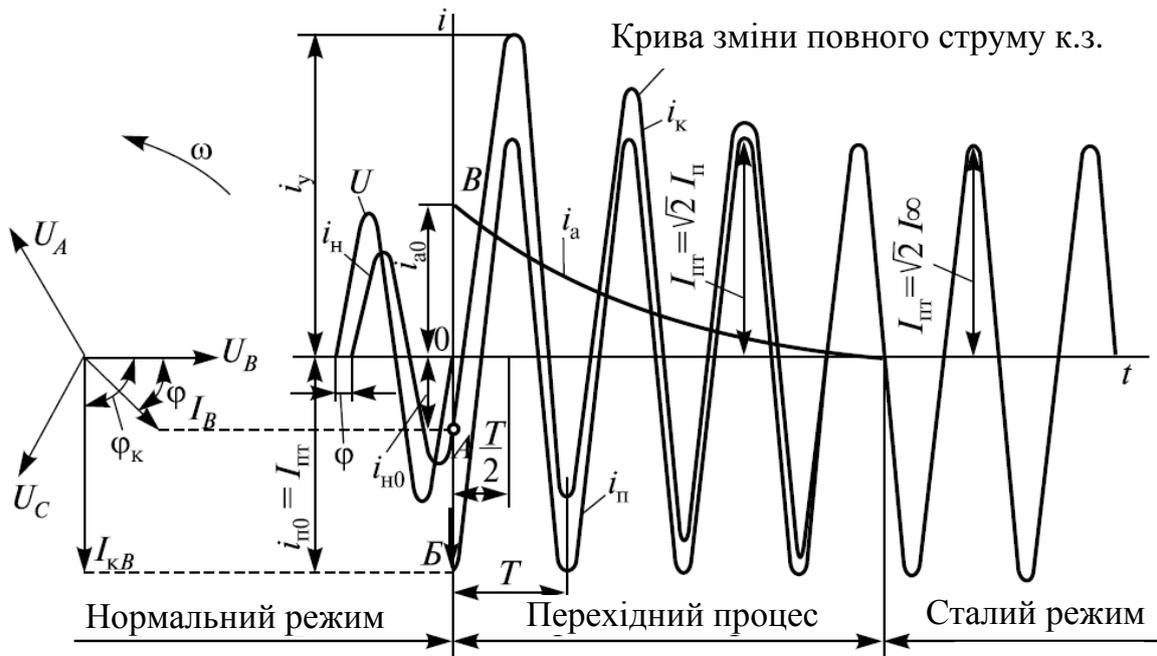


Рис. 18.4. Векторна та часова діаграми зміни струмів трифазного к.з.

Аперіодична складова струму к.з. перешкоджає стрибку струму в колі в початковий момент і він залишається рівним  $i_{H0}$ . Перехід від  $I_B$  до  $I_{KB}$  продовжується протягом 10-12 періодів обертання векторної діаграми з кутовою швидкістю  $\omega$ .

Струм  $i_{a0}$ , який виник у результаті переходу частини енергії магнітного поля в електричну, з часом зменшується, оскільки електрична енергія переходить у теплову на активних опорах кола  $R_\Sigma$ .

Загасання струму проходить за експоненціальним законом

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (18.5)$$

де  $i_{at}$  – аперіодичний струм у момент часу  $t$ ;

$i_{a0}$  – аперіодичний струм у момент часу 0;

$e=2,72$  – основа натурального логарифма;

$t$  – час, що минув з моменту виникнення к.з.;

$T_a$  – постійна часу загасання аперіодичного струму.

Постійна часу  $T_a$  визначається за формулою

$$T_a = \frac{L_\Sigma}{R_\Sigma} = \frac{\omega L_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma}, \quad (18.6)$$

де  $L_\Sigma$  – сумарна індуктивність короткозамкненого кола;

$\omega = 2\pi f$  – кутова частота.

У колах напруг вище 1 кВ з невеликим активним опором  $T_a = 0,05$  с.

Таким чином, у колі к.з. діють **дві складові струму**: *періодична*, що протікає під дією синусоїдальної напруги мережі, та *аперіодична* (неперіодична), загасаюча по експоненті. Насправді в колі протікає один струм  $i_{Kt}$ , який дорівнює сумі двох його складових струмів у момент часу  $t$ :

$$i_{Kt} = i_{It} + i_{at}. \quad (18.7)$$

Розглядаючи криву струму  $i_{Kt}$ , бачимо, що через півперіод (0,01 с) струм досягає максимального значення, який називається *ударним струмом* короткого замикання:

$$i_y = i_{I_{\max}} + i_{a0,01}. \quad (18.8)$$

Після загасання аперіодичної складової струму к.з. закінчується перехідний процес і настає установлений режим к.з., у якому струм змінюється синусоїдально і його діюче значення до вимикання не змінюється.

### 18.3. Методи розрахунків струмів коротких замикань

**1. Метод відносних одиниць** передбачає обчислення параметрів у відносних одиницях, тобто в частках або процентах від деякого наперед заданого параметра – *базисного параметра*. За основу (базу) розрахунку приймається номінальний режим, а параметри іншого режиму виражають у частках:

$$U_{\text{ном}}^* = \frac{U}{U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{ном}}^* = \frac{I}{I_{\text{ном}}}; \quad S_{\text{ном}}^* = \frac{S}{S_{\text{ном}}}; \quad X_{\text{ном}}^* = \frac{X}{X_{\text{ном}}}. \quad (18.9)$$

**2. Метод іменованих одиниць** застосовується при розрахунку струмів к.з. у простих нерозгалужених мережах і установках до 1 кВ. Розрахунок параметрів ведеться в реальних одиницях вимірювання (вольтах, кілоамперах, кіловатах, міліомах). Порядок розрахунку аналогічний порядку розрахунку при використанні методу відносних одиниць: складання розрахункової схеми з зазначенням всіх елементів, опори яких необхідно врахувати при розрахунках; за розрахунковою схемою складають еквівалентну схему заміщення і за її даними розраховують величини опорів за вихідними даними; підсумовуючи активні і реактивні складові опорів, визначають повні опори кола к.з.; визначають діюче значення струму к.з. та ударний струм.

**3. Метод симетричних складових** для розрахунків несиметричних коротких замикань (двофазне і однофазне к.з., двофазне к.з. на землю), суть якого полягає в тому, що будь-яку несиметричну трифазну систему можна однозначно розкласти на три симетричні системи величин, що відрізняються одна від одної величиною і послідовністю чергування фаз, що носять назву прямої ( $A_1, B_1, C_1$ ), зворотної ( $A_2, C_2, B_2$ ) і нульової ( $A_0, B_0, C_0$ ) послідовностей.

На рис. 18.5 показана несимметрична система (рис. 18.5, а) і її симетричні складові (рис. 18.5, б, в, г). Системи прямої і зворотної послідовності відрізняються чергуванням фаз. У системі нульової послідовності всі три вектори ( $A_0, B_0, C_0$ ) однакові за величиною і збігаються за фазою.

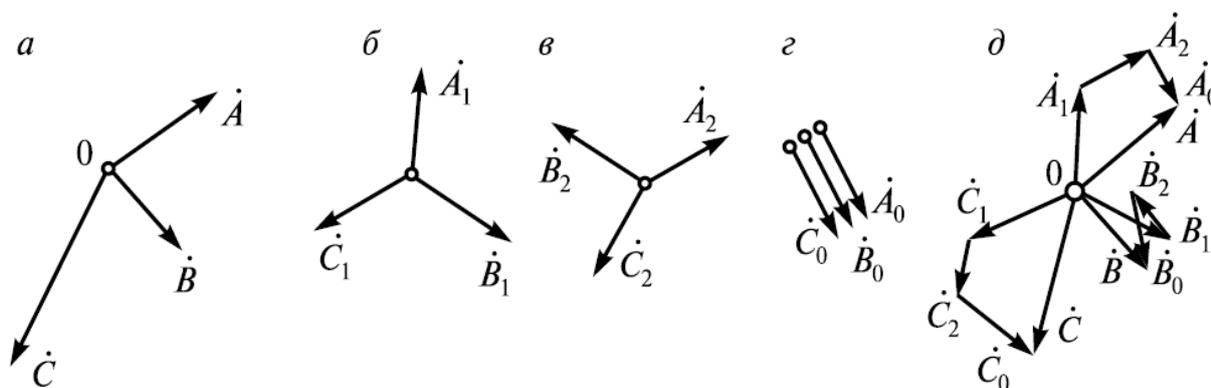


Рис. 18.5. Векторні діаграми:

а – несиметричної системи; б – прямої; в – зворотної; г – нульової послідовності; д – складання векторів прямої, зворотної і нульової послідовності

Кожен із заданих векторів  $\dot{A}$ ,  $\dot{B}$  і  $\dot{C}$  несиметричної системи можна представити у вигляді геометричної суми трьох його симетричних складових:

$$\begin{aligned}\dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_0; \\ \dot{B} &= \dot{B}_1 + \dot{B}_2 + \dot{B}_0; \\ \dot{C} &= \dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{C}_0.\end{aligned}\tag{18.10}$$

Вихідні вектори  $\dot{A}$ ,  $\dot{B}$  і  $\dot{C}$  отримані з симетричних складових методом векторного додавання. У результаті складання отримуємо вихідну несиметричну систему (див. рис. 18.5, а).

#### 18.4. Електродинамічна і термічна дія струмів к.з.

**Електродинамічна дія струмів к.з.** Струми к.з. в струмоведучих частинах та апаратах викликають динамічні (механічні) зусилля, які можуть зруйнувати обладнання. У

нормальних умовах струми в апаратах невеликі та їхні механічні зусилля незначні, але при к.з. струми збільшуються в десятки разів і їх вплив може сягнути небезпечних значень. Правильно обрані струмоведучі частини та апарати повинні мати достатню електродинамічну стійкість проти ударної дії струмів к.з. для забезпечення надійної роботи електроустановок.

Між провідниками виникають зусилля тяжіння при однаковому напрямку струмів і відштовхування при різних напрямках (рис. 18.6).

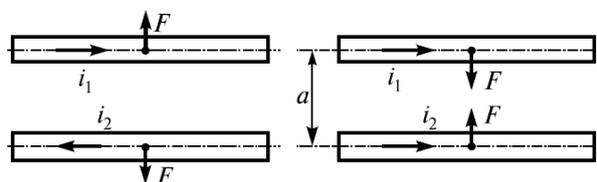


Рис. 18.6. Електродинамічні сили взаємодії між двома провідниками

У відповідності з законом Біо-Саварра електродинамічну силу взаємодії між двома паралельними провідниками довільного перерізу, по яких протікають струми  $i_1$  та  $i_2$ , у нормальному режимі визначають за формулою

$$F = 2,04 \cdot K_{\phi} \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}, \quad (18.11)$$

де  $K_{\phi}$  – коефіцієнт форми (залежить від перерізу та взаємного розташування провідників, на практиці приймають  $K_{\phi}=1$ );

$i_1$  та  $i_2$  – миттєві значення струмів у провідниках, А;

$F$  – сила, що діє на провідник, Н;

$l$  – довжина паралельних провідників, м;

$a$  – відстань між осями провідників, м.

При струмі трифазного к.з. та паралельному розташуванні провідників трьох фаз в одній площині в найбільш важких умовах знаходиться середня фаза, на яку діє сила

$$F = 2,04 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}, \quad (18.12)$$

де  $i_y$  – ударний струм при трифазному к.з., кА;

$\frac{\sqrt{3}}{2}$  – коефіцієнт, що враховує неспівпадіння струмів за фазою та неоднакове значення ударних струмів у різних фазах.

Розглядаючи провідник як рівномірно навантажену багатопрогонову балку, згинальний момент, Н·м, що створюється ударним струмом,

$$M = \frac{F \cdot l}{10}. \quad (18.13)$$

Електродинамічна стійкість провідників прямокутної форми, закріплених на ізоляторах, визначається по механічному напруженню, що виникає при протіканні ударного струму:

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W} \cdot 10^{-6}, \quad (18.14)$$

де  $\sigma_{розр}$  – розрахункове механічне напруження в матеріалі провідника, МПа;

$W$  – момент опору, м<sup>3</sup>;

$F$  – сила, що діє на провідник, Н;

$10^{-6}$  – коефіцієнт переведення паскалів у мегапаскалі.

Момент опору провідників залежить від їх розташування (на ребро або плазом), товщини і ширини (висоти) провідника:

$$\text{- на ребро } W_p = \frac{b^2 \cdot h}{6} \cdot 10^{-9}; \quad (18.15)$$

$$\text{- плазом } W_n = \frac{h^2 \cdot b}{6} \cdot 10^{-9}. \quad (18.16)$$

Умовою механічної стійкості провідників при протіканні ударного струму є відношення

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон}, \quad (18.17)$$

де  $\sigma_{дон}$  – допустиме механічне напруження в матеріалі провідника, МПа.

Допустиме напруження при згинанні приймають для мідних шин – 170 МПа, алюмінієвих – 80 МПа, сталевих – 190 МПа.

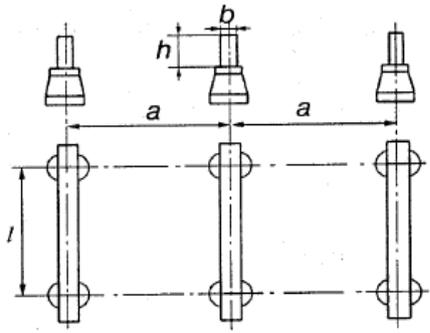


Рис. 18.7. Розрахункова схема до прикладу

**Приклад.** Перевірити шини, закріплені на опорних ізоляторах (рис. 18.7) на електродинамічну стійкість. Тип шин А-30×4 (алюмінієві,  $h = 30$  мм,  $b = 4$  мм). Відстань між опорними ізоляторами  $l = 1$  м. Відстань між фазами  $a = 0,25$  м. Ударний струм  $i_y = 10$  кА.

### Розв'язання

Зусилля, що діє на шину по довжині прогону,

$$F = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 10^2 \cdot \frac{1}{0,25} \cdot 10^{-1} = 70 \text{ Н.}$$

Згинальний момент

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{70 \cdot 1}{10} = 7 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Момент опору шин при розташуванні на ребро

$$W_p = \frac{b^2 \cdot h}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4^2 \cdot 30}{6} \cdot 10^{-9} = 80 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Розрахункове напруження в металі шин

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W_p} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{80 \cdot 10^{-9}} \cdot 10^{-6} = 87,5 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{розр} > \sigma_{дон} = 80 \text{ МПа.}$$

Умова стійкості шин не виконується, шини динамічно нестійкі.

Розташуємо шини плазом і повторимо перевірку:

$$W_p = \frac{h^2 \cdot b}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4 \cdot 30^2}{6} \cdot 10^{-9} = 600 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Розрахункове напруження в металі шин

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W_p} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{600 \cdot 10^{-9}} \cdot 10^{-6} = 11,7 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{розр} < \sigma_{дон} = 80 \text{ МПа.}$$

Оскільки  $\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп}$ , тобто умова динамічної стійкості шин при розташуванні їх плазом виконується, то шини динамічно стійкі.

**Термічна дія струмів к.з.** Розрізняють два основних режими нагріву елементів електроустановок струмами:

- тривалий нормальний режим роботи;
- короткочасний режим к. з.

Температура нагріву провідника в нормальному режимі залежить від величини робочого струму  $I_{роб}$ , що протікає по ньому, і визначається за формулою

$$\tau_n = \tau_{нс} + (\tau_{доп} - \tau_{нс}) \frac{I_{роб}^2}{I_{доп}^2}, \quad (18.18)$$

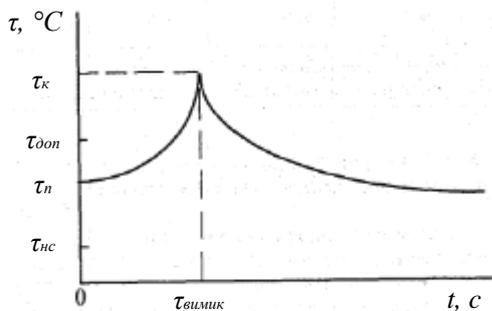


Рис. 18.8. Діаграма зміни температури провідника при його нагріві струмом к.з.

де  $\tau_n$  — початкова температура провідника в момент виникнення режиму к.з. (рис.18.8);

$\tau_{нс}$  — температура навколишнього середовища;

$\tau_{доп}$  — допустима температура нагріву провідника максимальним робочим струмом  $I_{доп}$ ;

$I_{роб}$  — робочий струм, що протікає по провіднику перед виникненням к.з.;

$I_{доп}$  — максимальний допустимий струм робочого режиму.

Надійна робота провідників електроустановки в нормальному режимі може бути забезпечена тільки за умови, що  $\tau_n \leq \tau_{доп}$ , тобто  $I_{роб} \leq I_{доп}$ .

При короткому замиканні час протікання струму до вимикання  $t_{вимик}$ , як правило, не перевищує декількох секунд або часток секунди, тому можна не враховувати віддачу тепла в навколишнє середовище та вважати, що все тепло, яке виділяється в провіднику за час к.з., йде на підвищення його температури (адіабатичний процес нагріву). Оскільки струми к.з. в багато разів перевищують робочі, температура провідників, не дивлячись на

короткочасність, може досягати дуже великих значень. Максимальний допустимий нагрів струмоведучих частин (табл. 18.1) струмом к. з. визначається тепловими властивостями ізоляції та умовами збереження механічної міцності матеріалу провідника. При недопустимо високих температурах нагріву відбувається швидке старіння ізоляції провідників і їх відпалювання.

Таблиця 18.1

Допустимі температури нагріву шин і кабелів тривалими робочими короткочасними струмами к.з.

| Вид провідника   | $\tau_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$ | $\tau_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$ | $C, \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ |
|--|-------------------------------------|--------------------------------------|---|
| <b>Шини:</b>   |                                     |                                      |   |
| мідні  | +70                                 | 300                                  | 0,171   |
| алюмінієві   | +70                                 | 200                                  | 0,088   |
| сталеві  | +70                                 | 300                                  | 0,06  |
| <b>Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією на напругу, кВ:</b> |                                     |                                      |   |
| 3  | +80                                 | 200                                  | 0,141/0,085   |
| 6  | +65                                 | 200                                  | 0,141/0,085   |
| 10   | +60                                 | 200                                  | 0,141/0,085   |
| 20 і 35  | +50                                 | 125                                  | 0,141/0,085   |
| <b>Кабелі та ізольовані проводи з ізоляцією:</b>               |                                     |                                      |   |
| полівінілхлоридною (ПХВ)                                       | +55                                 | 150                                  | 0,114/0,075   |
| гумовою поліетиленовою   | +55                                 | 120                                  | 0,094/0,065   |

*Примітка:* коефіцієнт  $C$  в чисельнику – для кабелів з мідними жилами, у знаменнику – з алюмінієвими.

Кінцева температура нагріву струмом к.з.

$$\tau_K = \tau_n + \tau_{II}, \quad (18.19)$$

де  $\tau_n$  – початкова температура, яка визначається за формулою (18.18);

$\tau_{II}$  – температура перегріву провідника струмом к.з.

Струмоведучі частини вважаються термічно стійкими, якщо дотримується умова

$$\tau_K \leq \tau_{\text{макс}}. \quad (18.20)$$

Кількість теплової енергії, виділеної струмом к.з. в провіднику за час  $dt$ , за законом Джоуля-Ленца, визначається за формулою

$$dW = I_{Kt}^2 R_t dt, \quad (18.21)$$

де  $I_{Kt}^2$  – діюче значення струму к.з.;

$R_t$  – опір провідника при температурі  $t$ ,

$$R_t = \rho_0 (1 + \alpha t) \frac{l}{q}, \quad (18.22)$$

де  $\rho_0$  – питомий опір провідника при температурі  $0^\circ\text{C}$ ;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт питомого опору;

$l$  і  $q$  – довжина і переріз провідника.

## 18.5. Обмеження струмів короткого замикання

За останні десятиліття струми к.з. в електричних системах значно зросли. Виникла необхідність заміни обладнання електроустановок, яке не відповідає струму к.з. У багатьох випадках електрообладнання і переріз кабелів електромережі доводиться вибирати не за умовами нормального режиму роботи, а виходячи з забезпечення стійкості роботи їх при к.з. Заміна обладнання, застосування обладнання та кабелів, розрахованих на великі струми, призводить до значних витрат.

У потужних електроустановках застосовують штучні заходи обмеження струмів к.з., що дозволяє застосовувати більш дешеве електрообладнання. У загальному випадку обмеження струмів к.з. досягається методами, пов'язаними зі збільшенням опору кола к.з. або із здійсненням роздільної роботи джерел живлення (пасивні методи), або шляхом включення послідовно в коло спеціальних струмообмежувальних опорів (активні методи).

**Пасивні методи обмеження струмів к.з.** не пов'язані з додатковими капітальними витратами і зводяться до відмови від паралельної роботи генераторів електростанцій, знижувальних трансформаторів підстанцій, ліній живильної електромережі та застосування трансформаторів з розщепленими обмотками. Однак при цьому втрачається перевага сумісної роботи. На сьогодні, для обмеження струмів к.з. застосовують автоматичний поділ системи при к.з. Такий поділ дозволяє обмежити струм к.з., зберігаючи при цьому переваги спільної роботи станції в енергосистемі в нормальних умовах. З цією метою передбачають автоматичні пристрої, що спрацьовують при к.з. і вимикають секційні вимикачі Q (рис. 18.9).

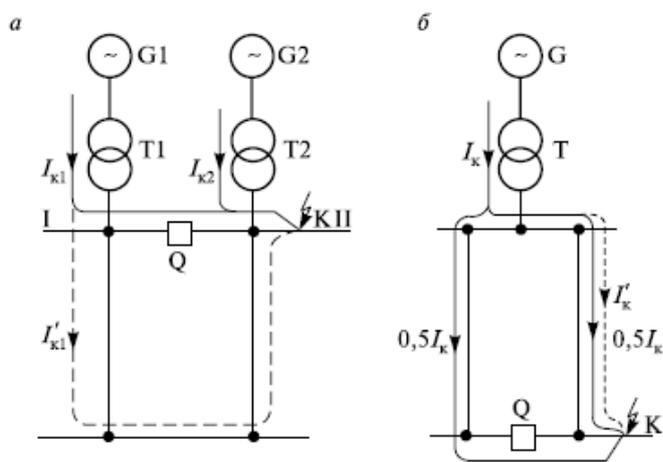


Рис. 18.9. Схема секціонування мережі: *а* – з боку джерел живлення; *б* – з боку споживачів

від  $I_K$  (показано суцільними лініями) до  $I'_K$  (штрихова лінія).

На рис. 18.10 трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги обмежує струм  $I_{K1}$  після вимикання секційного вимикача Q при виникненні к.з. на одній із секцій шин генераторної напруги. Повний струм к.з.  $I_K = I_{K1} + I_{K2}$  виявляється менше, ніж до вимикання вимикача.

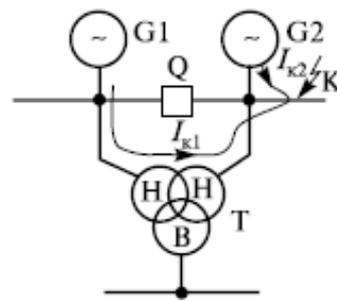


Рис. 18.10. Схема секціонування з застосуванням трансформатора з розщепленою обмоткою нижчої напруги

Таким чином, вимикання секційних вимикачів у розглянутих випадках призводить до зниження струмів к.з. У кільцевих електромережах для зменшення струмів к.з. можна тримати кільце ліній нормально розімкненим на одній із підстанцій мережі або розмикати його при виникненні к.з.

**Активні методи обмеження струмів к.з.** засновані на застосуванні реакторів, що являють собою однофазну індуктивну котушку без осердя з постійною індуктивністю. Реактори включаються послідовно в усі три фази. Вони характеризуються номінальною напругою  $U_{\text{ном.р}}$ , номінальним струмом  $I_{\text{ном.р}}$  і відносним індуктивним опором  $X_p, \%$ . Реактори можуть включатися між секціями шин розподільних пристроїв (секційні) і на кабельних лініях, що відходять від шин (лінійні). На повітряних лініях реактори не встановлюються через великий індуктивний опір ліній.

На рис. 18.11 показані схеми включення секційного і лінійного реакторів. Такі реактори називають одинарними. Разом з ними отримали застосування здвоєні реактори (рис. 18.11, в), які мають дві котушки на фазу, включені узгоджено, і мають третій вивід від середньої точки обмотки. Середнім виводом реактор  $LR$  приєднується до джерела енергії. У здвоєного реактора завдяки глибокому індуктивному зв'язку між гілками результуючий індуктивний опір у нормальному режимі суттєво менший, ніж при к.з. Цю властивість здвоєного реактора, як правило використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі та обмеження струмів при к.з.

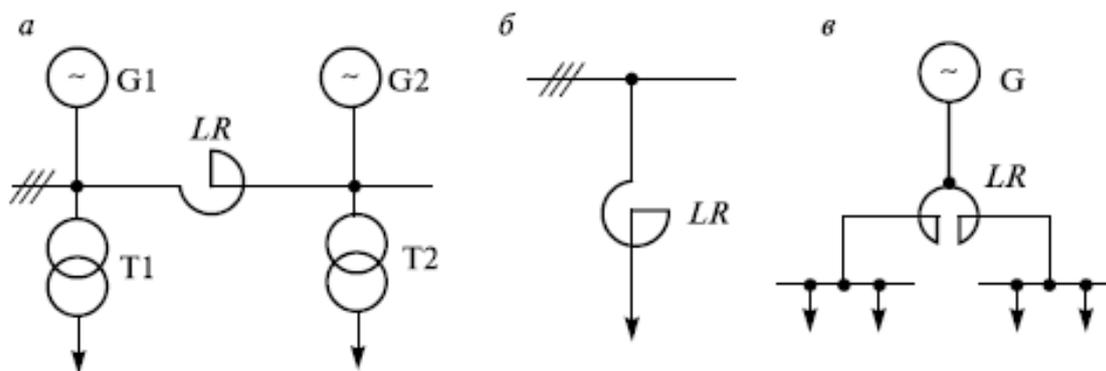


Рис. 18.11. Схема включення реакторів:  
*a* – секційного; *б* – лінійного; *в* – здвоєного

Включення реакторів у лінії електромережі разом зі зменшенням струму к.з. забезпечує необхідну залишкову напругу  $U_{ЗАЛ}$  при к.з. за реакторами в точці К (рис. 18.12).  $U_{ЗАЛ}$ , що дорівнює падінню напруги на реакторі  $\Delta U_{КР}$  при протіканні по ньому струму к.з. і повинна складати 65-70 % номінальної напруги  $U_{НОМ}$  на шинах у нормальному режимі роботи ( $\Delta U_{КР} = U_{ЗАЛ} = 0,65U_{НОМ}$ ).

Така залишкова напруга може забезпечити безперебійну роботу споживачів, що живляться від шин по інших лініях.

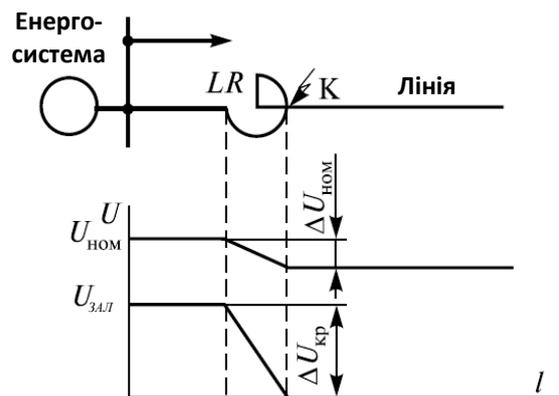


Рис. 18.12. Розподіл напруги в мережі з реактором при навантаженні і к.з.

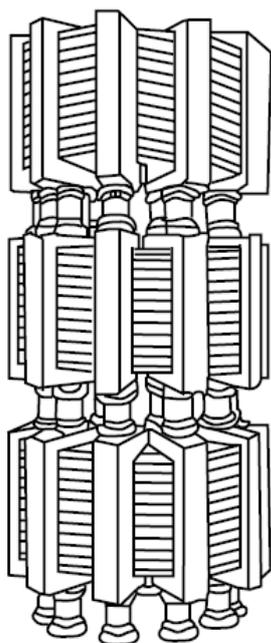


Рис. 18.13. Трифазний бетонний реактор

На рис. 18.13 показано бетонний реактор типу РБА з обмоткою з багатожильного ізолюваного алюмінієвого проводу. Обмотку укладають на спеціальному каркасі горизонтальними та вертикальними рядами і заливають в особливій формі бетоном. Бетонні стійки після затвердіння надають обмотці необхідної механічної міцності. Фази реактора встановлюють на фарфорових ізоляторах.

Здвоєні реактори РБАС (бетонний, з алюмінієвою обмоткою, здвоєний) мають конструкцію, аналогічну одинарним реакторам, з тією лише різницею, що в перших є середні виводи обмоток, які розділяють їх на дві половини з однаковою кількістю витків.

Втрати потужності в реакторах відносно малі. Однак обмотки реакторів нагріваються. Тепло, що виділяється, відводиться в навколишнє середовище. Переріз проводів обмотки вибирають з таким розрахунком, щоб температура обмотки в найбільш нагрітих точках не перевищувала допустиму температуру для

застосованої ізоляції обмоток. При внутрішньому установленні реакторів необхідно забезпечити вентиляцію приміщення. В особливо важких умовах застосовують примусове охолодження за допомогою вентиляторів.

## 19. Блукальні струми та заземлювальні пристрої

### 19.1. Блукальні струми

Контактні проводи залізниць постійного струму мають позитивну полярність (рис. 19.1) [2,35-37]. Струми від тягових підстанцій проходять по проводах контактної мережі через силові і допоміжні кола електровоза, потім по рейках і відсмоктувальних проводах повертаються на відповідні підстанції. Оскільки рейки електрично не ізолювані від землі, а закріплені на шпалах, які лежать на баласті, частина струму проходить по землі. Іноді такі струми виявлялись вимірюваннями на відстані декількох десятків кілометрів від тягових рейок. Тому струми називають *блукальними*.

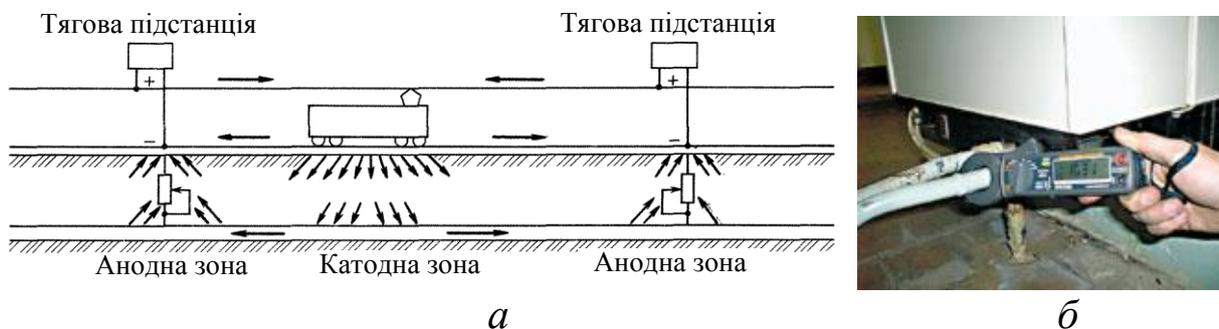


Рис. 19.1. Розміщення анодних і катодних зон (а) і виявлення блукальних струмів струмовимірювальними кліщами (б)

У місцях, де поблизу полотна залізниці прокладені металеві споруди (наприклад, трубопроводи, кабелі, основи і фундаменти опор контактної мережі і т. ін.), тягові струми проходять по цих спорудах і потім біля тягових підстанцій, там, де до рейок приєднані відсмоктувальні проводи, знову повертаються в рейки. Ті ділянки (зони), де блукальні струми переходять з землі в

металеві підземні споруди, називають катодними зонами, а ті ділянки, де вони стікають зі споруд у землю, – анодними.

Перехід струму з металевих підземних споруд у землю в анодних зонах викликає руйнування металу – *електрокорозію*. Електрокорозія може бути досить інтенсивною. Наприклад, спостерігались випадки, коли сталеві трубопроводи внаслідок електрокорозії виходили з ладу через 3 роки. Ще швидше пошкоджуються кабелі зв'язку. Руйнуються також рейки і рейкові скріплення на мостах.

Для зменшення шкідливої дії блукальних струмів розроблені заходи як зі зниження цих струмів, так і щодо захисту від них.

**Зменшення блукальних струмів** може досягатися трьома способами:

- 1) підвищенням напруги в мережі (за законом Ома);
- 2) зменшенням опору рейок, що досягається підвищенням надійності електричних з'єднань між стиками рейкових ланок, установленням міжрейкових і міжколійних з'єднувачів;
- 3) збільшенням перехідного опору за рахунок застосування щебеневого баласту, просочення шпал, нормування зазора між подошвою рейки і баластною призмою (цей зазор не повинен бути менше 30 мм), спорудження водовідвідних пристроїв та ін.

**Захист підземних споруд** відбувається на основі:

- 1) раціонального вибору траси. Основні вимоги при виборі траси зводяться до такого: підземну конструкцію необхідно розташовувати паралельно рейкам на відстані більше 10 м; кут перетину з рейкою повинен бути 75-90°; глибина залягання під рейкою - не менше 1 м; відстань підземної споруди від стрілок і відсмоктувачів встановлюється не менше 10 м; влаштовується ізоляція і секціонування підземних споруд ізолюючими фланцями;
- 2) пристроїв електричного захисту. Для виявлення корозійних пошкоджень споруд необхідно знати зони входу і виходу блукальних струмів, які називаються відповідно катодними і анодними зонами. Корозія відбувається в місцях виходу блукального струму зі споруди, тобто в анодній зоні. У зв'язку з цим застосовуються способи захисту, пов'язані з забезпеченням відносної стабільності цієї зони. Для цього використовують різні види електричного захисту.

*Катодний захист.* Корозія металу в електроліті (анодне розчинення металу) відбувається тільки за наявності різниці потенціалів між підземною спорудою і землею, тому підземні споруди захищаються накладенням протилежної різниці потенціалів від стороннього джерела струму. Такий метод захисту називається катодним захистом. Принципова схема катодного захисту наведена на рис. 19.2.

Як джерело енергії для катодного захисту використовується низька напруга змінного струму, яка випрямляється спеціальним випрямлячем. На підземну споруду подається від'ємний потенціал. Струми, що протікають у результаті цього в споруду, будуть протилежними блукальним струмам в анодних зонах і компенсують їх.

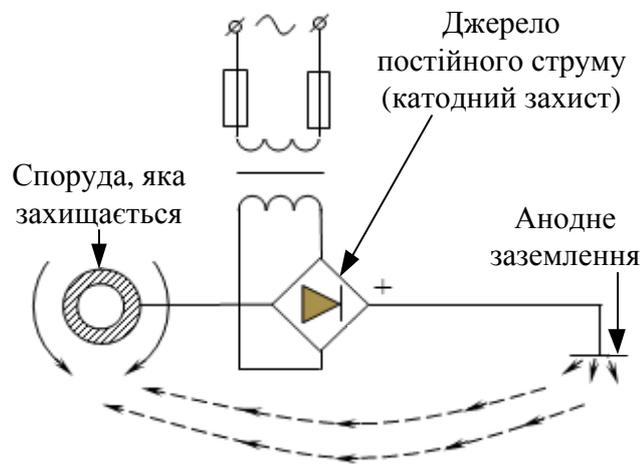


Рис. 19.2. Принципова схема катодного захисту

Для захисту підземної споруди таким методом необхідно, щоб споруда на всій ділянці була цілісною.

*Дренажний захист.* Принципова схема дренажного захисту показана на рис. 19.3. Дренажний захист здійснюється за допомогою з'єднання підземної споруди в анодній зоні з негативною шиною тягової підстанції або з рейками (при позитивній полярності контактної мережі). У результаті цього струми підземної споруди виходять з нього не в землю, а відводяться назад у тягову мережу по дренажу. Дренаж може застосовуватися і в усій фідерній зоні в тих випадках, коли є достатньо стабільні анодні зони значної протяжності. Для повного

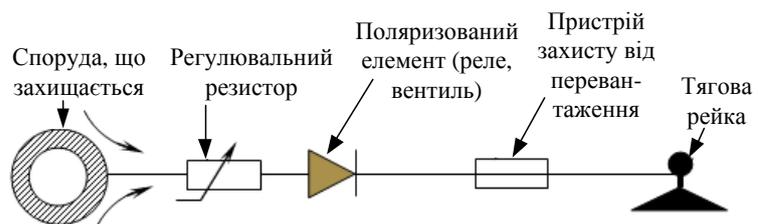


Рис. 19.3. Принципова схема поляризованого дренажу

захисту підземної споруди від корозії необхідно надати по всій довжині негативний потенціал. Застосування дренажної установки підсилює корозію рейок, оскільки анодні зони рейок розширюються і потенціали збільшуються.

**Ділянки змінного струму.** На ділянках змінного струму внаслідок зміни знака напруги в кожен напівперіод іони не встигають покинути метал, тому електрокорозія на цих ділянках у десятки разів менше порівняно з постійним струмом.

**Вплив струму витoku з рейок на опори і фундаменти контактної мережі.** Струм витoku з рейки виходить у ґрунт також через заземлення, арматуру залізобетонних або болти фундаментів металевих опор, де створюються анодні зони. У цих місцях спостерігається підвищений винос іонів металу з металевих підземних споруд, що призводить до інтенсивної корозії експлуатованих споруд і зниження їх довговічності. Схема протікання струму витoku з рейки наведена на рис. 19.4.

Для захисту опор і фундаментів розроблені різні технічні заходи:

- ізоляція заземлювального проводу від опори і землі;

- включення у розтин заземлювального проводу іскрових проміжків;

- ізоляція анкерних болтів від опор і підставок металевих опор від фундаментів;

- ізолююче покриття (бітум) заглибленої частини залізобетонних опор;

- установлення залізобетонних опор у бетонних стаканах;

- подвійна ізоляція гнучких поперечин та ін.

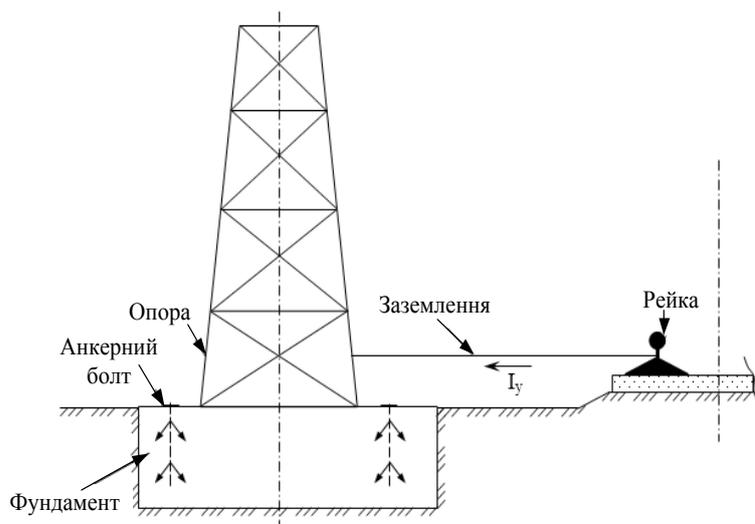


Рис. 19.4. Схема протікання струму витoku з рейки

## 19.2. Заземлювальні пристрої

При проектуванні і виконанні заземлювальних пристроїв враховують імовірність травмування людини електричним струмом. Дія електричного струму на організм людини залежить від величини струму, його тривалості та шляху, по якому він проходить, а також від фізичного стану людини. Найбільшу небезпеку становить струм, що проходить через область серця.

Найменший струм з частотою 50 Гц, що сприймається людиною, становить 1 мА. Цей струм називають порогом чутливості. Струм від 1 до 6 мА викликає біль і мимовільне скорочення м'язів, проте людина здатна при цьому відпустити предмет, через який струм входить у руку. При подальшому збільшенні струму людина втрачає цю здатність і не може звільнитися від предмета, який тримає. Звідси розрахунковий час, що приймається для розрахунку спрацювання релейного захисту або часу вимикання вимикача наближено дорівнює від 0,03 до 3 с.

Для захисту людей від ураження електричним струмом в електроустановках виконують заземлення.

*Заземлювальними* називають пристрої, що служать для створення надійного шляху струму через землю. Необхідність у цьому з'являється, коли потрібно забезпечити роботу електроустановки в робочому або аварійному режимі, а також електробезпеку персоналу при проведенні робіт в електроустановках.

*Робоче заземлення* – заземлення, виконане з метою забезпечення економічно доцільних умов експлуатації обладнання електроустановки і її живильної електричної системи. Прикладами робочого заземлення є навмисне з'єднання з землею розрядників, нейтралей трансформаторів, генераторів, заземлення блискавковододів.

*Заземлювальний пристрій* – сукупність заземлювача і заземлювальних провідників. *Заземлювачем* називається провідник (електрод), що знаходиться в поєднанні з землею. *Заземлювальним* провідником називається провідник, що з'єднує заземлювані частини з заземлювачем.

*Природні заземлювачі* – прокладені в землі сталеві водопровідні труби, сталева броня силових кабелів у землі;

металеві конструкції будівель і споруд, що мають надійне з'єднання з землею; різного роду трубопроводи, прокладені під землею. Не допускається використовувати в якості природних заземлювачів трубопроводи горючих рідин або вибухових газів.

*Штучні заземлювачі* застосовуються, якщо природні заземлювачі не в повному обсязі задовольняють вимоги за значенням опору заземлювального пристрою і за напругами дотику і кроку. За розташуванням у ґрунті і формою штучні заземлювачі поділяються на такі групи:

- поглиблені - з круглої або смугової сталі, які закладаються на дно котловану по периметру фундаментів будівель, опор, колон;

- вертикальні - зі сталевих вертикально вгвинчуваних або вдавлених у ґрунт стрижнів з круглої сталі, а також із забитих відрізків кутової сталі;

- горизонтальні - з круглої або смугової сталі, укладеної горизонтально в траншею на глибині 0,5-0,7 м, що використовуються за прямим призначенням і для зв'язку між стрижнями вертикальних заземлювачів;

- комбіновані - такі, що поєднують у загальну систему заземлювачі, перераховані вище.

*Захисні заземлення* виконуються з метою забезпечення безпеки людей. До захисного заземлення повинні бути підключені все металеві частини корпусу, каркаси, рами, огороження електрообладнання, яке нормально не перебуває під напругою, але може потрапити під нього в разі пошкодження ізоляції.

При незаземленому корпусі 2 генератора 1 (рис. 19.5, *а*) і пробі ізоляції однієї з фаз на корпус торкання до нього є настільки ж небезпечним, як і торкання безпосередньо до неізольованої фази генератора. Через тіло людини буде проходити весь струм однофазного замикання на землю  $I_3$ , обмежений опором людини  $R_L$ . За наявності заземлення 3 (рис. 19.5, *б*), опір якого складає від 0,5 до 10 Ом, людину і заземлення можна розглядати як два паралельно з'єднані опори, що знаходяться під напругою однофазного замикання на землю.  $I_3$  можна знизити до безпечного для життя людини за рахунок зниження опору заземлення  $R_3$ .

*Опір людини* – нестабільний і нелінійний, проте в розрахунках електробезпеки умовно приймають опір тіла людини стабільним, лінійним і активним, що дорівнює 1000 Ом.

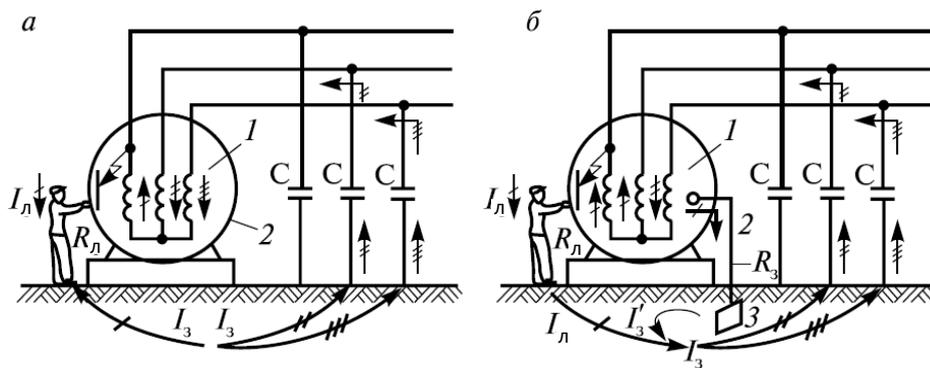


Рис. 19.5. Вплив на людину струму замикання на землю за відсутності (а) і наявності заземлення (б)

Реальний опір різних тканин тіла людини має різний опір струму:

- 1) шкіра, кістки, хрящі, сухожилля, жирова тканина – великий 3000 - 20000 Ом/м;
- 2) м'язи, кров, лімфа, спинний і головний мозок – малий 0,5 - 1,0 Ом/м.

Опір тіла людини залежить:

- 1) від індивідуальних особливостей людини, навіть в однієї і тієї самої особи в різний час і при різних факторах опір різний залежно від фізичного та психічного стану;
- 2) статі - у жінок менше, ніж у чоловіків, пояснюється товщиною шкіри;
- 3) віку - у дітей менше, ніж у дорослих і людей похилого віку. Пояснюється товщиною і ступенем огрубіння шкіри;
- 4) зовнішнього середовища - температури, тиску, вологості;
- 5) стану шкіри - забруднення, поранення, зволоженості і т. п.;
- 6) зовнішніх подразників, що виникають несподівано, - больових, світлових, звукових, які знижують опір тіла людини на 20-50 % на кілька хвилин.

**Занулення** – навмисне з'єднання частин електроустановки, які нормально не знаходяться під напругою, з глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора в мережах трифазного струму (рис. 19.6), а також з глухозаземленим виводом джерела однофазного струму або з глухозаземленою середньою точкою джерела в мережах постійного струму.

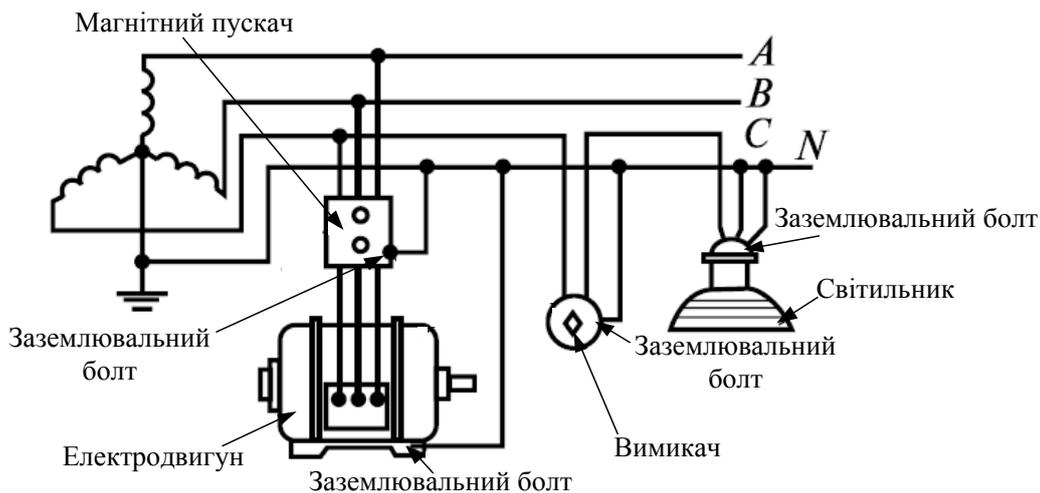


Рис. 19.6. Схема занулення елементів електроустановки до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю

До частин, що підлягають зануленню і заземленню, належать:

- корпуси електричних машин, трансформаторів, світильників і т. ін.;
- приводи електричних апаратів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- каркаси розподільних щитів, щитів управління, щитів і шаф, а також знімні їх частини, що відкриваються, якщо на останніх встановлено електроустаткування напругою вище 42 В змінного струму або 110 В постійного струму;
- металеві конструкції розподільних пристроїв, а також інші металеві конструкції, на яких встановлюється електрообладнання.

### 19.3. Заземлювальні пристрої тягових підстанцій

Принципова схема заземлювального пристрою тягової підстанції *змінного струму* показана на рис. 19.7 [35-37]. Контур заземлення підстанції складається з вертикальних заземлювачів 1, приварених до сітки зі сталевих смуг 2 по периметру. Опори 4 зі струмовідводами приварені смугами 3 перерізом 25×4 мм до смуг сітки заземлювального пристрою. Рейки під'їзної колії приварені до сітки заземлювального пристрою у всіх місцях їх перетину сполучними смугами 6. Все обладнання підстанції заземлюється

на контур заземлення підстанції КЗП (на схемі показано тільки приєднання корпусів знижувальних трансформаторів 7 заземлювальним провідником 10). Фаза С РП 27,5 кВ, виконана у вигляді рейки 5, укладеної на території підстанції, з'єднана з вершиною С «трикутника» трансформатора шиною 9. До рейок під'їзної колії вона приварена в точках 8, а з КЗП з'єднана провідниками 11, які є смугами сітки, з якими перетинається рейка 5. Від рейки фази С РП 27,5 кВ до рейки головного шляху РГШ йде повітряний рейковий фідер 13, для надійності виконаний у вигляді двох гілок. Приєднання до РГШ здійснюється через дросель-трансформатор (показано окремо на виносному рисунку). Природні заземлювачі - металеві оболонки силових кабелів 14, водопровідні труби 15 та інші металеві підземні комунікації, прокладені на території підстанції, також приєднуються до КЗП, знижуючи загальний опір заземлювального пристрою підстанції. Для запобігання небезпеки крокових напруг у місцях проходів і проїздів на території підстанції влаштовані «козирки» у вигляді сталевих шин, що закладаються на відстані 1 і 2 м від КЗП, на глибині 1 і 1,5 м і з'єднаних зварюванням з КЗП.

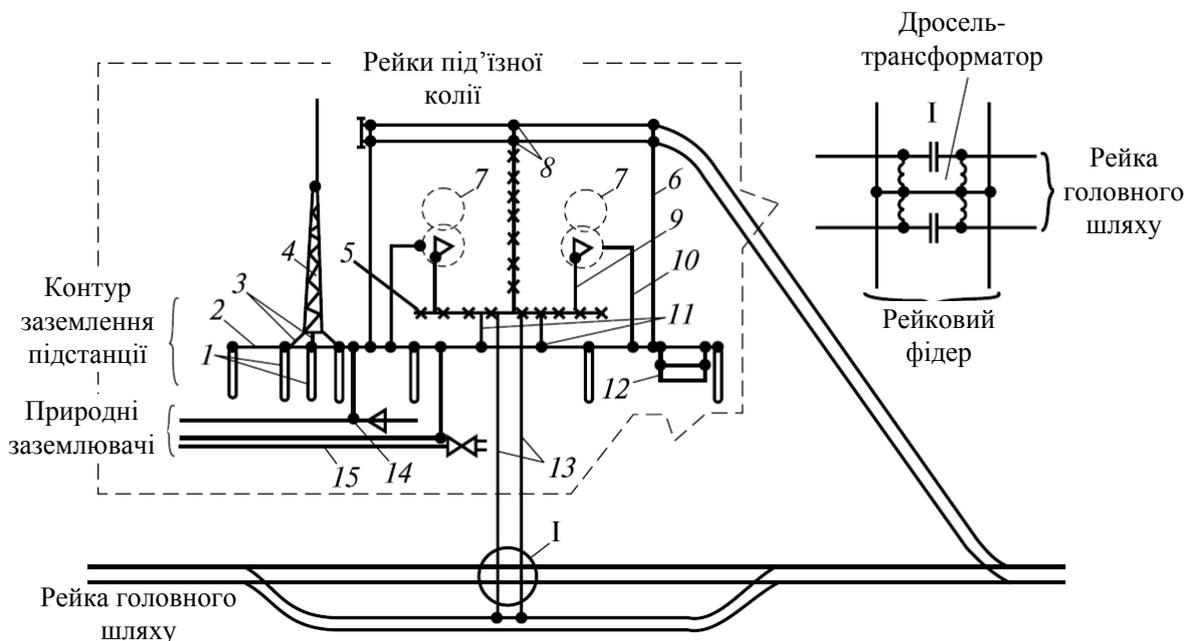


Рис. 19.7. Схема заземлювального пристрою тягової підстанції змінного струму

Принципова схема заземлювального пристрою тягової підстанції постійного струму показана на рис. 19.8. Контур заземлення підстанції КЗП такої тягової підстанції охоплює всю територію підстанції і складається з вертикальних заземлювачів, зварної сітки зі сталевих смуг 2 перерізом  $40 \times 5$  мм і природних заземлювачів (водопровідні труби 18, металеві оболонки силових кабелів 19). Крім того, КЗП підстанції має «козирки» 14.

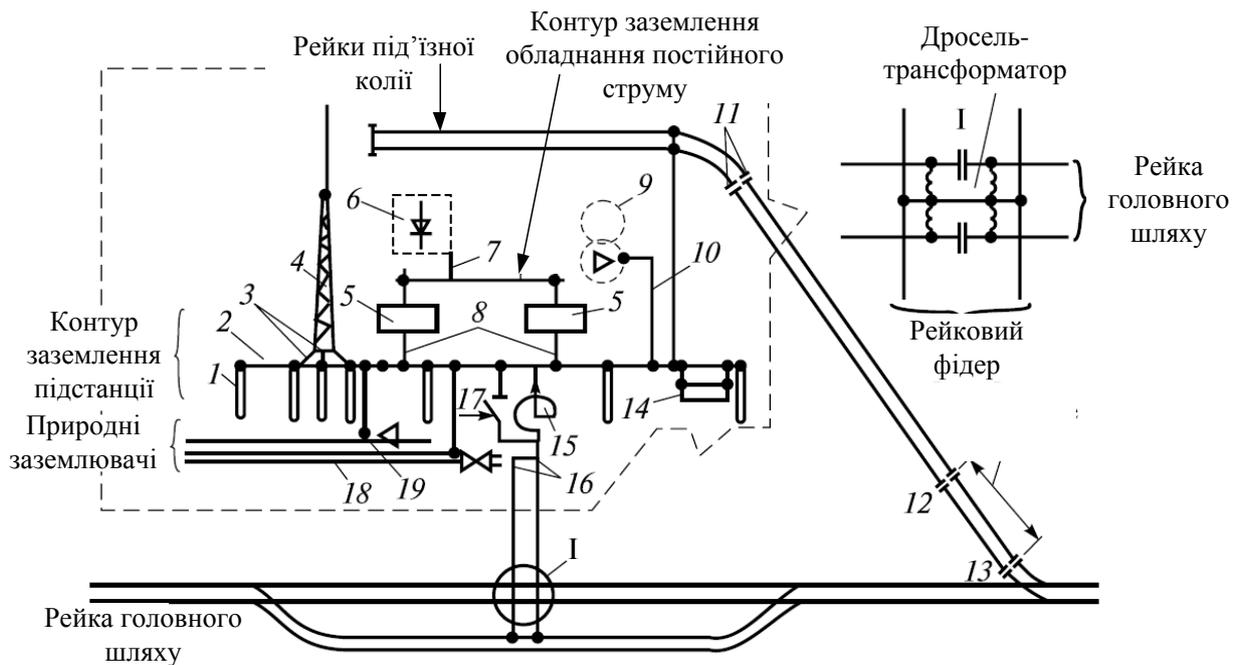


Рис. 19.8. Схема заземлювального пристрою тягової підстанції постійного струму

Заземлювальний пристрій підстанції постійного струму в умовах нормальної експлуатації не використовується для проходження тягового струму від рейки головного шляху РГШ на «мінус» шину підстанції. Це зроблено для того, щоб уберегти КЗП від інтенсивної корозії при протіканні через нього великого постійного струму.

Все обладнання постійного струму підстанції заземлюється на контур заземлення обладнання постійного струму КЗОПТ, який з'єднується з КЗП провідниками 8 через реле земляного захисту 5. Короткозамикач 17, що з'єднує КЗП і рейковий фідер 16 при спрацьовуванні земляного захисту, створює шлях струму замикання від випрямляча 6 через провідник 7 на КЗОПТ і далі

через реле земляного захисту 5, провідники 8, КЗП, короткозамикач 17, реактор 15 згладжувального пристрою на шину «мінус». Устаткування змінного струму заземлюється на КЗП (корпус трансформатора 9 провідником 10). Блискавковідвід 4 заземлений на КЗП шинами 3. Рейка під'їзної колії ізолюється трьома ізолюючими стиками від рейки головного шляху. Один ізолюючий стик 11, що знаходиться на території підстанції, перешкоджає виносу потенціалу з території підстанції за її межі.

## 20. Автоматизація систем електропостачання

Автоматизація передбачає використання машин, наприклад обчислювальної техніки і виконавчих механізмів, для заміни фізичної та розумової праці людини. Автоматизація покликана підвищити продуктивність праці, перетворити робочі місця, зробивши їх більш творчими та привабливими. Сучасний етап розвитку автоматизації спирається на широке впровадження комп'ютерних технологій, мікропроцесорів, мікроконтролерів, програмованих логічних інтегральних схем ПЛІС, електронізацію, цифровізацію, робототехніку, створення комплексно-автоматизованих виробництв, які можна швидко та економічно перебудувати.

Існує три види систем за рівнем автоматизації: *ручні, автоматизовані і автоматичні* [38-39]. Автоматичною називається система, де автоматизовано всі процеси і яка під час функціонування не потребує втручання людини.

Основною метою створення автоматизованої системи управління електропостачанням (АСУЕ) є удосконалення управління пристроями електропостачання та їх експлуатацією шляхом автоматизації виробничих процесів, підтримання оптимальних режимів, а також завдання, пов'язані зі збором, обробкою інформації, плануванням і прогнозуванням технологічного процесу і стану обладнання.

Як і будь-яка складна система, АСУЕ має ієрархічну структуру, що складається з окремих підсистем, які мають самостійні цілі управління та загальну мету для всієї автоматизованої системи.

## 20.1. Функціональні і перетворювальні елементи і пристрої

У сучасних електронних пристроях автоматики і телемеханіки функції перемикачів виконують транзистори (біполярні та польові). Транзистори об'єднуються в мікросхеми, утворюючи комплементарні структури КМОП (метал-оксид-напівпровідник) на одній підложці. Це дозволяє подавати перемикальну напругу на затвори транзисторів одночасно, підвищуючи їх швидкодію.

У системах управління пристроями електропостачання для виконання логічних операцій широке розповсюдження отримали *логічні елементи*: І (кон'юнкція, множення), АБО (диз'юнкція, додавання), НІ (інверсія, заперечення) (рис. 20.1) [77]. На сьогодні логічні елементи виконуються на інтегральних мікросхемах або реалізуються алгоритмічно, на транзисторах виконують елементи транзисторно-транзисторної логіки ТТЛ.

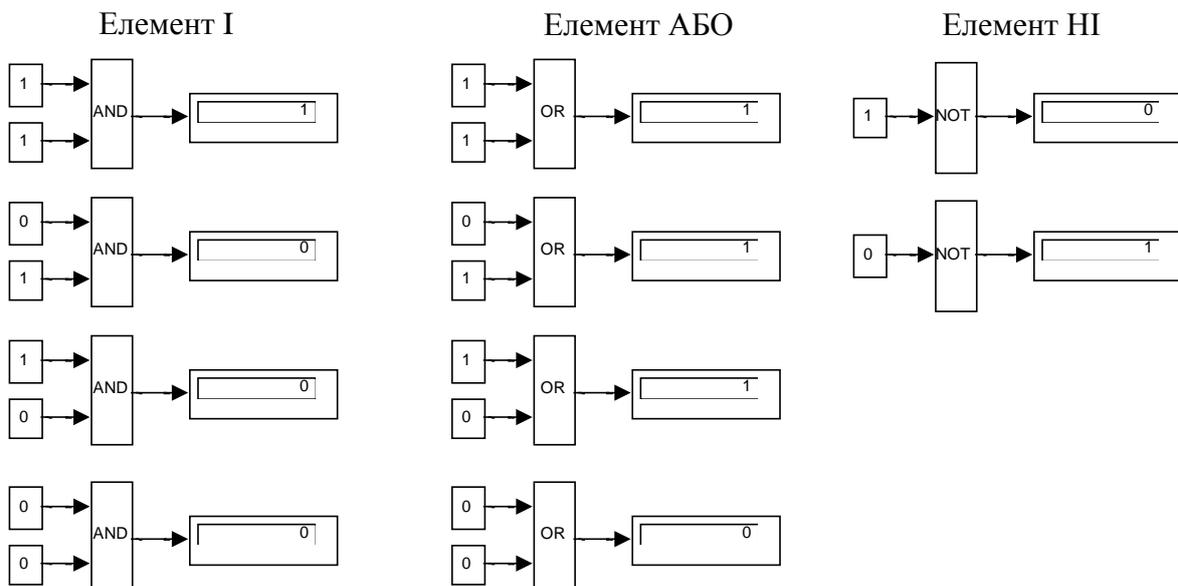


Рис. 20.1. Логічні елементи в середовищі Matlab/Simulink

З логічних елементів І, АБО та інтегральних схем І-НІ, АБО-НІ будуються інші елементи, наприклад *шифратори і дешифратори*, які є перетворювачами кодів (рис. 20.2). Для передачі інформації широко використовуються комбінаторні коди, засновані на математичних сполученнях. На вході і виході

пристроїв телемеханіки інформація досить часто представляється у вигляді коду, коли кожному повідомленню відповідає одна комбінація з багатьох.

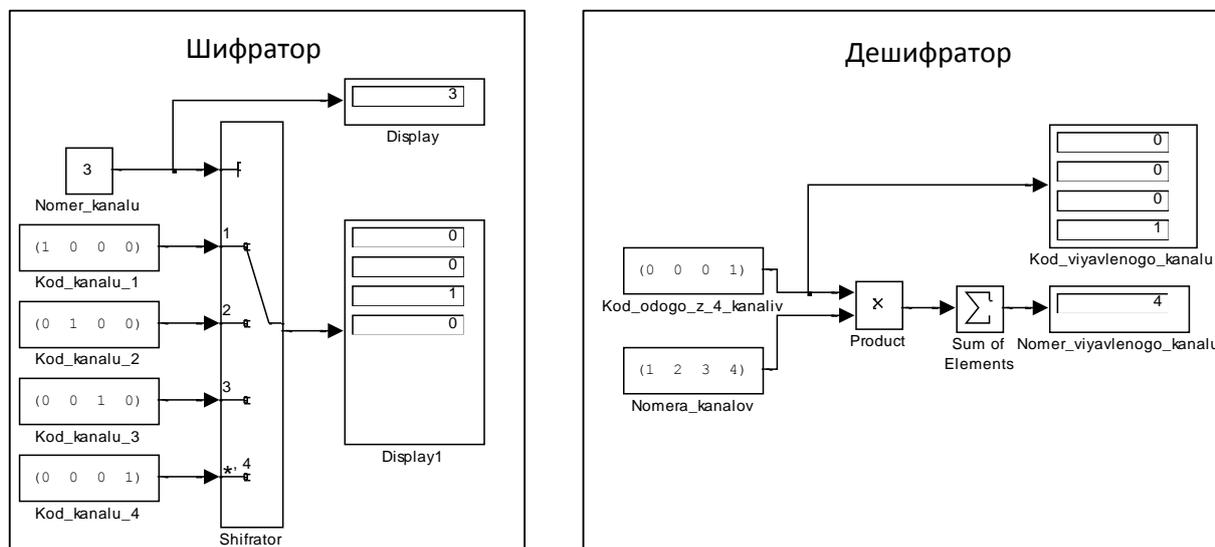


Рис. 20.2. Шифратор і дешифратор у середовищі Matlab/Simulink

*Тригером* називається функціональний пристрій, що має два стійких стани, в один з яких під дією вхідного сигналу може бути встановлено цей пристрій. Один із станів приймається за 0, інший – за 1. Кожен з цих станів тригер здатен зберігати необмежено довго. Тригери використовуються для запам'ятовування одного біта інформації. Основні типи тригерів: SR, D, JK, T.

*Лічильники імпульсів* призначені для підрахунку імпульсів, що надходять на вхід, і фіксації їх кількості, яка прирівнюється з деяким кодовим числом.

*Розподільником імпульсів* називається пристрій, який розподіляє серію імпульсів, що надходять на його вхід, за незалежними вихідними колами.

*Операційний підсилювач* служить для підсилення постійного струму з деяким коефіцієнтом підсилення  $K_{\text{п}}=10^3 \dots 10^6$ . Вони використовуються для виконання операцій додавання, віднімання, ділення, диференціювання, інтегрування, логарифмування і т. ін.

*Компаратори* служать для порівняння напруги вхідного сигналу з опорною напругою або для порівняння двох вхідних напруг.

## 20.2. Автоматика живильних ліній і фідерів

*Нестійкі пошкодження* – короткі замикання на повітряних лініях електропередачі, викликані сплітанням проводів, перекриттям ізоляції, спрацюванням розрядників та іншими пошкодженнями, які самоусуваються після зняття напруги з лінії. Вони складають 50-90 % загальної кількості пошкоджень.

*Стійкі пошкодження* – обрив проводів або гірлянд ізоляторів, падіння або поломка опор і т. ін., які не можуть самоусунутися після вимкнення напруги. При повторному вмиканні лінії виникає к.з. і вона знову вимикається захистом.

При нестійкому пошкодженні лінія може бути введена в роботу одразу після вимкнення. Для зменшення часу перерви електропостачання споживачів і прискорення ввімкнення лінії широко використовуються спеціальні пристрої *автоматичного повторного вмикання* (АПВ), час дії яких не перевищує декількох секунд. АПВ відновлює нормальну схему мережі також у випадках помилок персоналу або хибної дії релейного захисту.

***Автоматика фідерів контактної мережі.*** Контактна мережа працює в більш важких умовах порівняно з ЛЕП, до того ж не має резерву, а тому потребує додаткових умов. Більшість к.з. тут нестійкі і ліквідуються після зняття напруги, а кількість успішних АПВ досягає 80-90 %. Щоб знизити кількість неуспішних АПВ, використовують пристрої, які попередньо випробовують контактну мережу на наявність або відсутність у ній к.з., дозволяючи або забороняючи АПВ в подальшому. Для забезпечення мінімальної перерви живлення поїздів треба мати мінімальний час витримки часу АПВ, що, проте, обмежується роботою фідерних вимикачів, у яких відбувається процес гасіння дуги та небезпекою перепалення контактного проводу, оскільки температура в точці к.з. не встигає знизитись протягом короткого безструмового інтервалу. Оптимальним інтервалом першого АПВ є час 6-10 с, другого – через 6 с після першого.

***Автоматика трансформаторів, перетворювачів і допоміжних пристроїв підстанцій.*** Автоматизація роботи трансформаторів значно підвищує надійність електропостачання споживачів і дозволяє обрати найбільш економний режим роботи. Використовують такі пристрої автоматики трансформаторів:

- автоматичне управління обдувом, тобто вмикання і вимикання двигунів вентиляторів, що охолоджують трансформатори (при перевантаженні, при  $t_{\text{масла}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , як правило, у літній період);

- автоматичне регулювання напруги трансформатора. Регулювання напруги полягає в зміні коефіцієнта трансформації трансформатора шляхом зменшення або збільшення кількості витків його первинної обмотки;

- автоматичне вмикання резервного трансформатора;

- автоматичне розвантаження трансформаторів.

**Автоматична загальнопідстанційна сигналізація.** Для контролю за роботою обладнання підстанції, виникненням несправностей, відхилень від нормального режиму або пожежі використовується загальнопідстанційна сигналізація, покликана звернути увагу персоналу. Звуковий сигнал виконують, як правило, двотональним. З цією метою встановлюють зумер, сирену або ревун для подачі попереджувального сигналу. Передбачають також світлові індикатори (сигнальні лампи, світлові табло), які вказують персоналу, на якому об'єкті виникло відхилення від нормального режиму.

### 20.3. Пристрої телемеханіки

В електроустановках знаходять застосування *місцеві* (безпосередньо на місці установлення підконтрольного об'єкта) і *дистанційні* методи управління контрольованими об'єктами. Місцеве управління у свою чергу може здійснюватись або вручну, або з щита управління електроустановки. Дистанційне управління здійснюється по лініях зв'язку.

*Телемеханічні пристрої* – технічні засоби, за допомогою яких забезпечується управління, контроль і регулювання виробничими або технологічними процесами на відстані шляхом передачі кодованих сигналів по каналу зв'язку. За характером виконуваних функцій їх поділяють на пристрої телеуправління ТУ і телеконтролю ТК, останні поділяються на пристрої телесигналізації ТС і телевимірювання ТВ.

*Пристрої телеуправління* служать для управління на відстані окремими об'єктами або цілими виробничими комплексами.

Найчастіше вони здійснюють передачу двопозиційних команд («Ввімкнути - вимкнути», «Додати - відняти»), проте можуть передавати 2- і 3-позиційні команди. Більшість об'єктів управління електроустановок є двопозиційними: різні засувки, затвори та ін.

*Пристрої телесигналізації* служать для контролю на відстані за станом або положенням об'єктів управління (У) і контролю (К). Також в основному передають інформацію у вигляді двопозиційних сигналів типу «Ввімкнено-вимкнено».

*Пристрої телевимірювання* служать для контролю на відстані за параметрами контрольованих процесів: напругою, струмом і т. ін.

На рис. 20.3 наведена класифікація телемеханічних систем за різними ознаками.

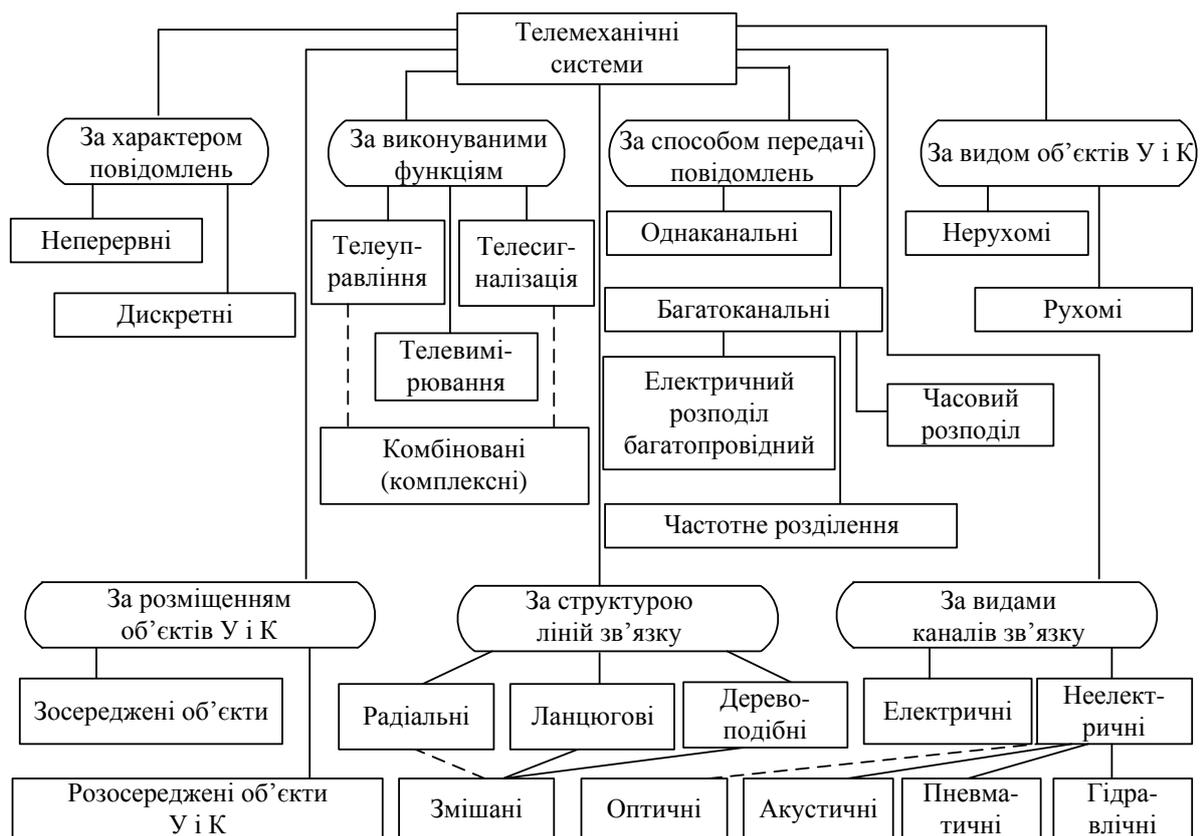


Рис. 20.3. Класифікація телемеханічних систем

Управління телемеханічними об'єктами здійснює оператор або диспетчер з диспетчерського пункту ДП, на якому

розміщується диспетчерський навікомплект апаратури телемеханіки. На контрольованих пунктах (КП) розміщується апаратура навікомплектів контрольованих пунктів і об'єкти управління і контролю. Як правило, з одного ДП здійснюється контроль і управління об'єктами декількох КП. Якщо об'єкти зосереджені в одному місці (наприклад тяговій підстанції), то на всю групу встановлюється один навікомплект апаратури телемеханіки контрольованого пункту КП, зв'язок якого з об'єктами здійснюється за системою місцевого дистанційного управління (рис. 20.4, а). При розосередженні об'єктів по одному або невеликими групами на значній відстані (наприклад, роз'єднувачів контактної мережі) біля кожного об'єкта або групи встановлюють окремий навікомплект апаратури (рис. 20.4, б).

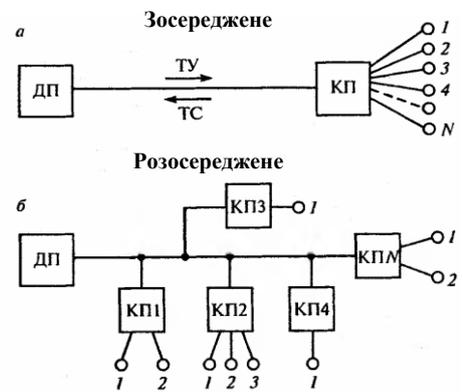


Рис. 20.4. Територіальне розміщення об'єктів управління

На рис. 20.5 зображена структурна схема комплексної системи телемеханіки для зосереджених об'єктів, яка включає в себе навікомплекти диспетчерського та контрольованих пунктів, зв'язаних між собою каналами зв'язку ТУ і ТС-ТВ. На ДП оператор (диспетчер) за допомогою кнопок на пульті управління ПУ набирає наказ, який надходить на кодуєчий пристрій КП і далі у вигляді коду – на блок розподілу елементів сигналу РЕС. Кожен елемент кодової серії надходить на передатчик (Пер) каналу зв'язку і передається по своєму електричному, частотному або часовому каналу, утвореному в лінії зв'язку ЛЗ.

Кодова серія наказу по ЛЗ ТУ надходить на приймач (Пр) каналу зв'язку КП, де відбувається підсилення сигналу, очищення від завад. Після цього кодова серія подається на блок РЕС, перетворюється у вигляд, зручний для декодування декодуєчим пристроєм ДКП, потім у вигляді певного наказу через вихідний пристрій (ВП) надходить на об'єкт управління. Результатом є перемикання об'єкта ТУ.

Інформація про стан об'єктів, аварійно-попереджувальна і контрольна інформація про режими роботи обладнання надходить на датчики телесигналізації (ДТС).

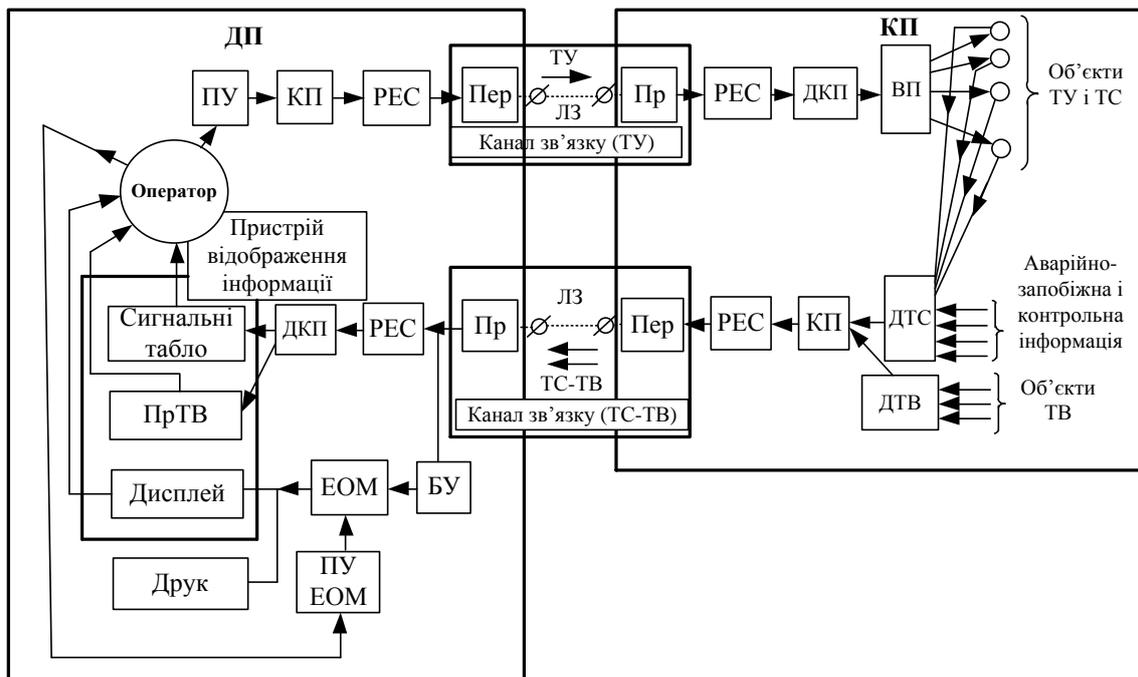


Рис. 20.5. Структурна схема телемеханічної системи

Інформація про контрольовані параметри від об'єктів ТВ подається на датчики телевимірювання ДТВ. Перетворена за допомогою ДТС і ДТВ інформація передається в кодуєчий пристрій КП і далі у вигляді кодової серії на блок РЕС. Елементи кодової серії після розділення по індивідуальних електричних, частотних або часових каналах, утворених передатчиком (Пер) каналів зв'язку ТС-ТВ, по лінії зв'язку (ЛЗ) передаються на диспетчерський пункт (ДП).

Приймач Пр каналу зв'язку ТС-ТВ приймає інформацію, перетворює її для подальшого використання. Через блок РЕС і декодуєчий пристрій ДКП інформація надходить на пристрій відображення інформації диспетчерського пункту, відображується за допомогою сигнальних табло і приймачів телевимірювання ПрТВ і впливає на оператора. З приймача каналу зв'язку ТС-ТВ інформація передається через блок узгодження БУ на комп'ютер ЕОМ диспетчера, який, користуючись пультом управління ПУ ЕОМ, виводить інформацію на дисплей або на друк. На ДП встановлюється диспетчерський щит (рис. 20.6) з мнемосхемою електроустановки або диспетчерського кола, роботою якого управляє диспетчер. На щиті встановлюються перемикачі з сигнальними тиратронами або світлодіодами, які сигналізують стан об'єктів.

Мнемонічна схема (мнемосхема) (рис. 20.7) являє собою наочне графічне зображення функціональної схеми контрольованого пункту, що має всі елементи цієї схеми, що дозволяє оператору (диспетчеру) судити про стан обладнання на контрольованих пунктах і оперативно приймати рішення з управління об'єктами на КП. Мнемосхема, таким чином, виконує роль візуальної опори інформаційного забезпечення системи диспетчерського управління. Виготовлювані на сьогодні диспетчерські щити є секційними мозаїчного типу.

**Системи телемеханіки в пристроях електропостачання залізниць.** Оперативне управління роботою пристроїв електропостачання на залізницях здійснює *енергодиспетчер*. Система оперативного управління електрифікованими ділянками автоматизована. Найважливішою ланкою такої системи є пристрої телемеханіки, за допомогою яких енергодиспетчер здійснює управління тяговими підстанціями, постами секціонування і роз'єднувачами контактної мережі, ліній повздожнього електропостачання і високовольтних ліній СЦБ.

Енергодиспетчер здійснює управління в межах *диспетчерського «кола»*, протяжність якого складає 150-180 км. Енергодиспетчерські пункти ДП розміщуються у відділеннях залізниці, у безпосередній близькості від диспетчерських пунктів управління рухом поїздів. Об'єкти, які управляються диспетчером (високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, перетворювачі, трансформатори і т. д.), як правило, сконцентровані на тягових

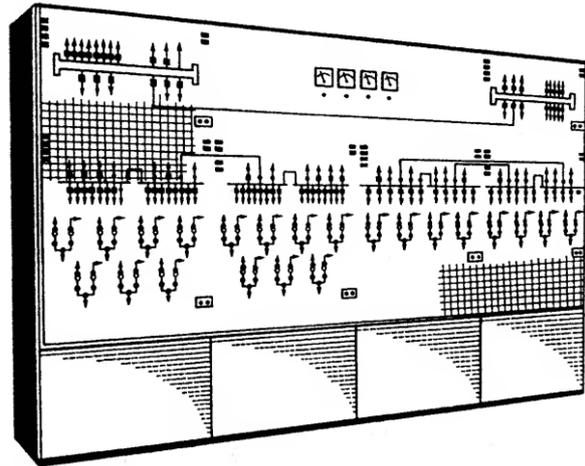


Рис. 20.6. Секційний мозаїчний диспетчерський щит ЩДСМ-1

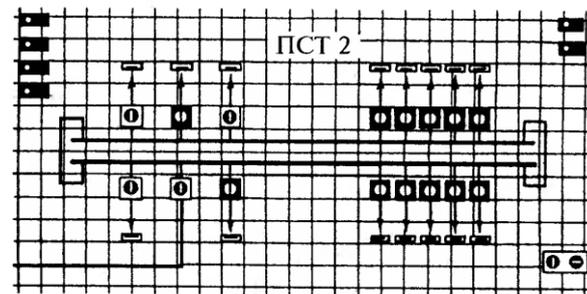


Рис. 20.7. Мнемонічна схема підстанції на щиті ЩДСМ-1

підстанціях, постах секціонування і станціях, які загалом називаються *контрольованими пунктами (КП)*. У межах дистанції електропостачання може бути 3-4 диспетчерських кола, до складу одного кола може входити до 15 крупних КП і різна кількість незначних КП (разом до 40 КП).

На ділянках постійного струму здійснюється телевимірювання напруги на шинах підстанцій і телерегулювання напруги в межах диспетчерського кола. На ділянках змінного струму здійснюється телевимірювання напруг і струмів на фідерах контактної мережі, а також проводиться телевимірювання відстані до місця к.з. в контактній мережі і високовольтних лініях СЦБ.

Для більшої оперативності при організації робіт на контактній мережі в системі телемеханіки передбачені сигнали частотного диспетчерського контролю руху поїздів ЧДК. Уявляючи собі дійсне розміщення поїздів на лінії, енергодиспетчер може дозволити виконання робіт на окремих ділянках контактної мережі як під напругою, так і з її зняттям в інтервалах між поїздами.

На диспетчерському пункті встановлюється диспетчерський щит, на лицевому боці якого розміщена мозаїчна мнемонічна схема пристроїв електропостачання диспетчерського кола. На панелі кріпляться сигнальні елементи (для однопозиційних об'єктів) і квітирувальні ключі (для двопозиційних об'єктів), у які вмонтовано сигнальні лампи. Використовується мнемонічна сигналізація, при якій положення контрольованого об'єкта визначається за положенням ключа управління. Сигнальні лампи або світлодіоди загораються, якщо положення об'єкта не відповідає положенню ключа на щиті. При відповідності їх положення використовується сигналізація з так званим «темним щитом», тобто світлова сигналізація відсутня.

На столі енергодиспетчера розміщені пульти управління, телефон та інші пристрої зв'язку, передбачено місце для розміщення апаратури АРМ диспетчера (рис. 20.8).

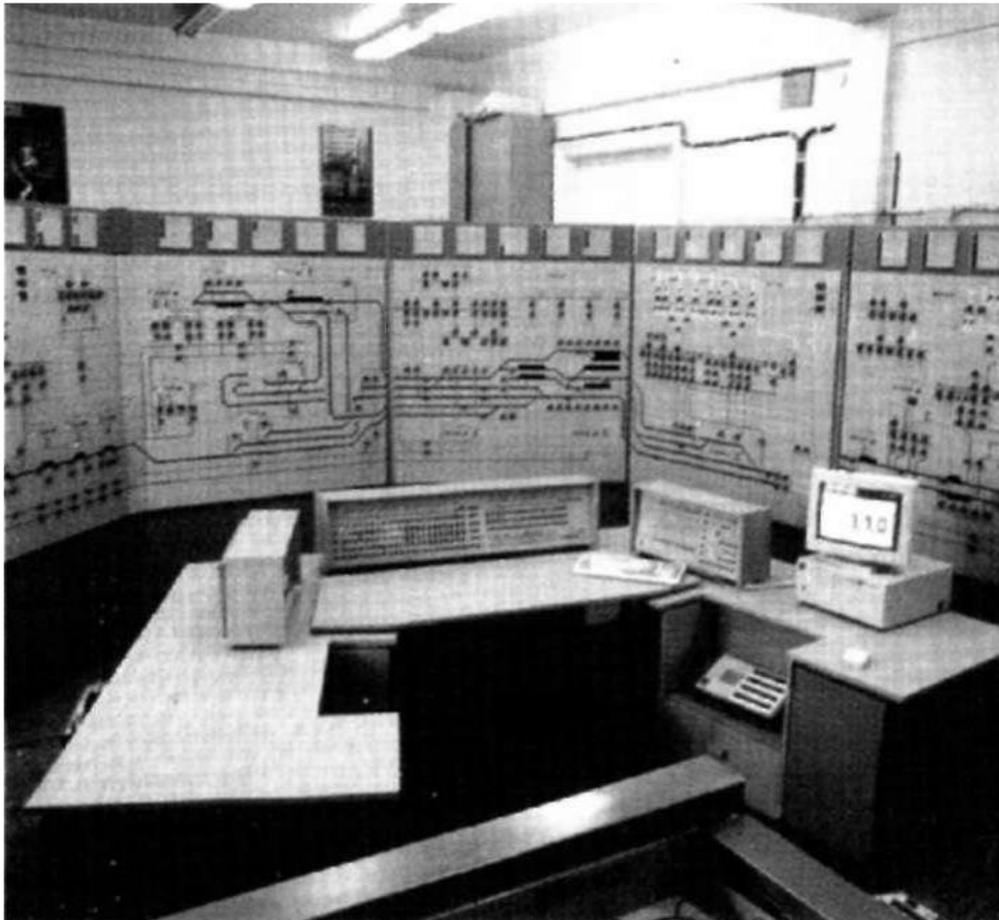


Рис. 20.8. Робоче місце енергодиспетчера, обладнане пристроями телеуправління і телесигналізації

#### **20.4. Управляючі системи в пристроях електропостачання**

При створенні *автоматизованої системи управління електропостачанням (АСУЕ)* перш за все вирішують завдання оптимального управління, тобто автоматичного вибору найкращого в даній ситуації варіанта управління. Також вирішуються завдання, пов'язані зі збором, обробкою і передачею даних, необхідних для розрахунку різних техніко-економічних показників і складання звітів, розроблення планів роботи виробничих підрозділів.

Під окремим завданням АСУЕ розуміють операцію, яка виконується за допомогою технічних засобів і програмного забезпечення, у результаті чого формується *протокол*, що являє собою одну або серію однотипних управляючих команд,

наприклад виведення на екран дисплея повідомлень обслуговуючому персоналу про стан об'єкта управління.

Можливі три основні шляхи виконання систем управління на новій елементній базі:

- *апаратний*, що передбачає використання пристроїв з жорсткою логікою на інтегральних мікросхемах;

- *програмний і апаратно-програмний*, що забезпечують гнучкість управління при частій зміні завдань або періодичній модернізації чи розширенні завдань.

Завдання, які вирішуються автоматизованими системами:

- *для оперативного прийняття рішення* про міжпоїзні інтервали і вимушені режими роботи системи електропостачання за допомогою імітаційного моделювання системи електропостачання;

- *для налаштувань релейного захисту* розраховуються струми к.з.;

- *для пошуку місця к.з.* в тяговій мережі на залізничних станціях зі складною схемою живлення і секціонування використовують метод пробних вмикань;

- *для виявлення відмов релейного захисту* здійснюється аналіз його роботи;

- *для автоматизації обліку витрат і втрат енергії* інформація від лічильників електроенергії надходить на концентратор-оброблювач.

Розглянемо роботу АСУЕ на прикладі системи автоматизованого обліку електроенергії підприємствами залізничного транспорту. Використовуваний у ній багатофункціональний мікропроцесорний лічильник електричної енергії призначений для обліку активної і реактивної енергії, а також для передачі вимірних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт (рис. 20.9). Автоматизація обліку споживання електроенергії дозволяє вирішувати ряд завдань, у т. ч. забезпечення багатотарифного обліку, графічного і табличного подання поточних даних і даних за будь-який звітний період і т. ін.

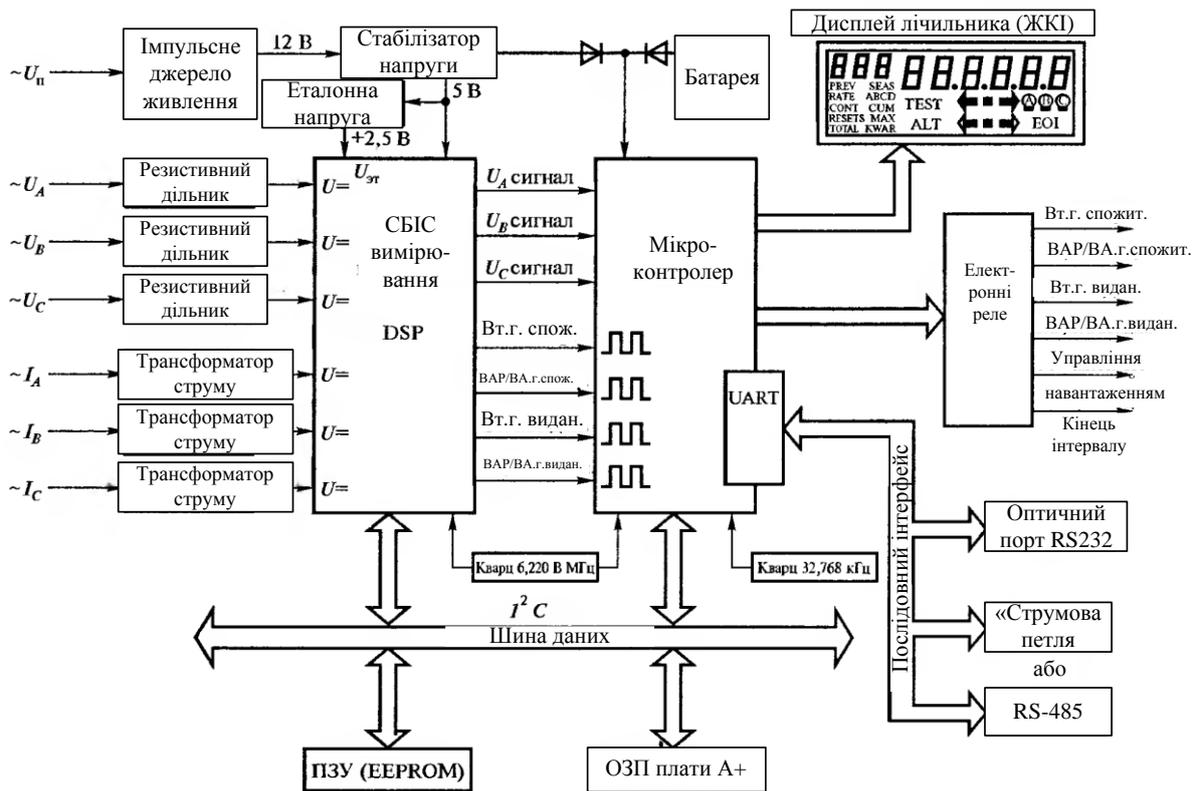


Рис. 20.9. Структурна схема лічильника електроенергії

## 21. Електропостачання метрополітенів

Електропостачання споживачів метрополітену здійснюється від енергосистеми міста трифазним змінним струмом частотою 50 Гц кабельними лініями напругою 6 або 10 кВ. Оскільки електроприймачі метрополітену належать до 1-ї категорії і їх електропостачання повинне здійснюватися від двох незалежних джерел живлення, то підстанції метрополітену підключають безпосередньо до генеруючих джерел та основних (районних) підстанцій енергосистеми без заведення до інших міських споживачів по двох роздільних секціях шин РП 6-10 кВ. Кожна тягова підстанція живиться від двох джерел живлення або безпосередньо, або від одного джерела живлення через кабельні перемички між підстанціями (рис. 21.1).

У схемі живлення метрополітенів є тягові підстанції, що живлять контактну мережу, знижувальні підстанції, що живлять численних достатньо відповідальних нетягових споживачів, або тягово-знижувальні підстанції, на яких ті і інші функції об'єднані.

Таким чином, на метрополітенах застосовують дві системи електропостачання тягової мережі: *централізовану* і *децентралізовану* (рис. 21.2).

*Централізована* отримала розповсюдження на початковому етапі розвитку метрополітенів, живлення здійснюється від наземних тягових

підстанцій, відстань між тяговими підстанціями приймається можливою за умовами забезпечення захисту тягової мережі і мінімально допустимої напруги на струмоприймачах поїзда.

*Децентралізована* – підстанції розміщують біля кожної пасажирської станції і в місцях прикладення максимальних тягових навантажень. Порівняно з централізованою децентралізована система має такі переваги: зменшення втрат енергії в тяговій мережі і втрат напруги до струмоприймача поїзда, зменшення блукаючих струмів, підвищення надійності захисту від к.з. Така тягова підстанція з'єднується зі знижувальною, що забезпечує живлення силових установок (ескалаторів, вентиляторів, насосів) і освітлення, в одну *суміщену тягову підстанцію (СТП)*.

На метрополітені, як і на електрифікованих залізницях, прийнята позитивна полярність контактного струмопроводу (контактної рейки) і негативна ходових рейок (рис. 21.3). Контактна рейка розміщується в нижній частині тунелю з лівого боку по ходу руху поїзда. Струмознімання здійснюється струмоприймачами, розміщеними на візках під кузовом вагона. Контактна рейка виготовлена зі сталі і за формою схожа на ходові рейки.

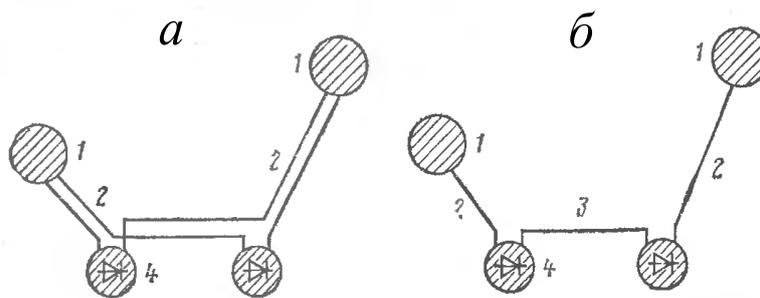


Рис. 21.1. Схема двостороннього живлення тягових підстанцій по чотирьох лініях (а) і з перемичкою (б):  
1 – районна підстанція; 2 – радіальні кабельні лінії; 3 – кабельна перемичка;  
4 – тягова підстанція

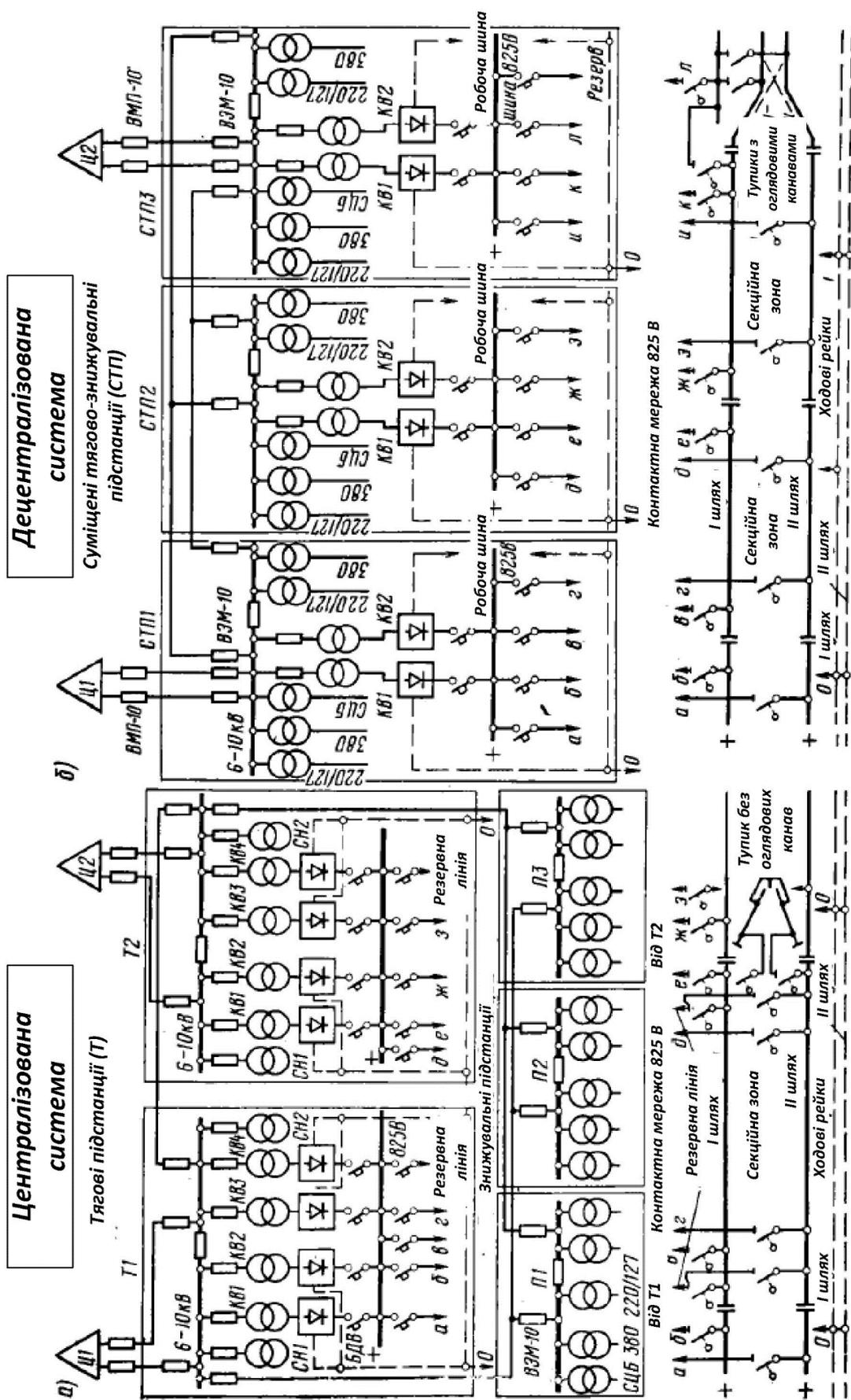


Рис. 21.2. Схеми електропостачання при різних схемах живлення тягової мережі



Рис. 21.3. Контактна рейка і струмоприймач вагона метрополітену

Окрім того, до позитивної полярності належать:

- живильні кабельні лінії 825 В – фідери, які з'єднують плюс тягової підстанції через роз'єднувач з контактною рейкою;
  - кабельні перемички, які з'єднують між собою ділянки контактної рейки в місцях її конструктивних розривів,
- а до негативної полярності належать:

- відсмоктувальні кабельні лінії, які з'єднують шину мінус тягової підстанції з ходовими рейками;
- кабельні перемички.

Контактна мережа по всій довжині розділена на окремі секції – зони (рис. 21.4). Розподіл виконують біля кожної тягової підстанції так, що утворюються 4 зони. Кожна зона отримує живлення від двох суміжних підстанцій по паралельно працюючих лініях, таким чином всі тягові підстанції працюють на тягову мережу паралельно.

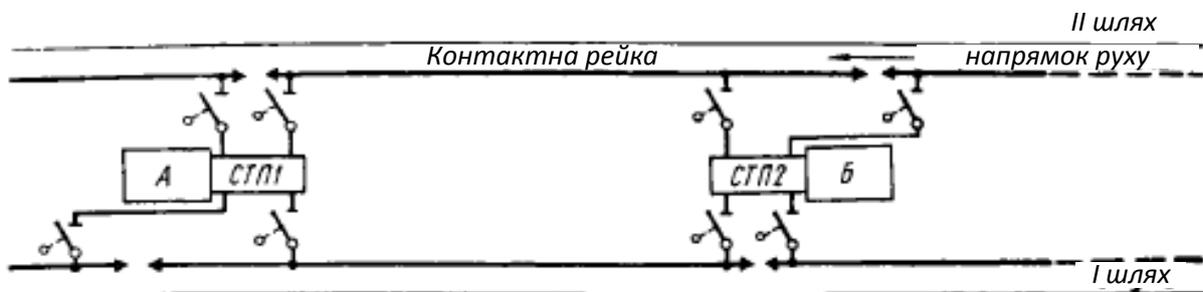


Рис. 21.4. Схема живлення контактної мережі при децентралізованій системі

Секції контактної рейки відділяють одна від одної розривами довжиною 14 м. Це обумовлюється тим, що для струмоз'єму кожен вагон обладнано 4 струмоприймачами, які ковзають по контактній рейці. Всі струмоприймачі електрично зв'язані між собою і розташовані на відстані 12,6 м один від одного. Для того щоб при русі поїзда не перекривати через струмоприймачі вагона розділені секції і не передавати напругу з однієї секції (зони) на іншу, довжину розриву роблять більшою ніж відстань між струмоприймачами. Такий розрив називається *струморозділом* (рис. 21.5).

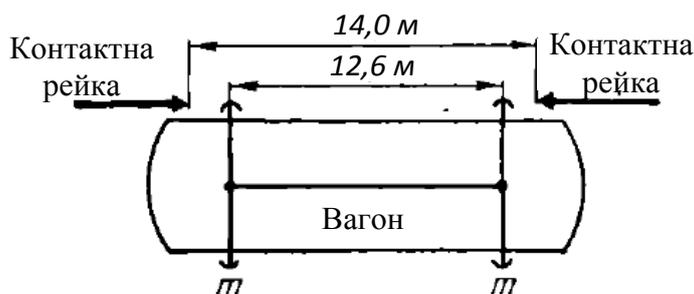


Рис. 21.5. Струмозділ

Відсмоктувальні лінії не секціонуються.

У системі тягової мережі метрополітену особливе місце займають контактні мережі тупикових шляхів, з'єднувальних гілок і депо (рис. 21.6).

Тягові підстанції метрополітену поділяють на *надземні* та *підземні*. Як правило, обладнання підстанцій розміщується на двох поверхах.

Улаштування надземної тягової підстанції показано на рис. 21.7. На першому поверсі розташовані трансформатори, РП 10 кВ (КРУ) і 825 В (КСО) і стативи з апаратурою автотелеуправління, на другому поверсі – випрямлячі (трифазна мостова схема випрямлення), щити власних потреб, акумуляторна батарея і пристрої вентиляції. Оперативний персонал знаходиться на першому поверсі.

Конструктивне виконання *підземних* тягово-знижувальних підстанцій (рис. 21.8) залежить від їх місцезорозташування. Як правило, вони розміщуються в безпосередній близькості від пасажирських станцій між шляховими тунелями.

Підстанції мілкового закладення споруджують відкритим способом, тому вони мають прямокутний поперечний переріз. Підстанції глибокого закладення в більшості випадків мають круглий переріз, їх виконують у чавунному облицюванні і рідше в бетоні.

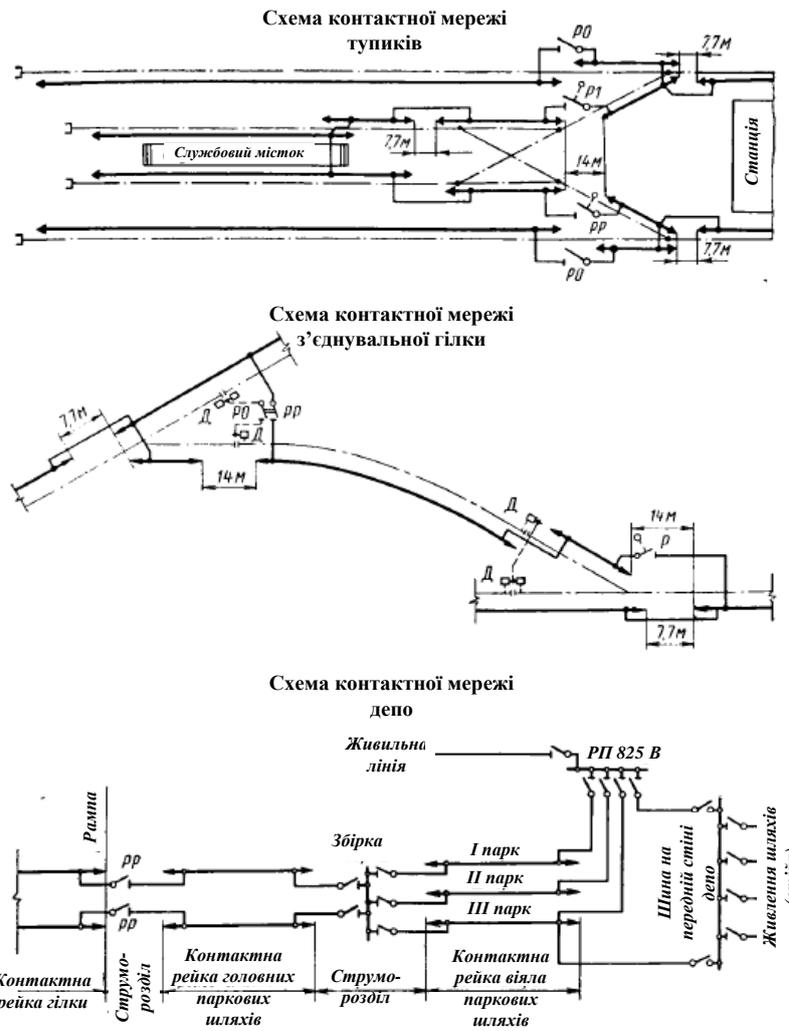


Рис. 21.6. Схеми контактних мереж

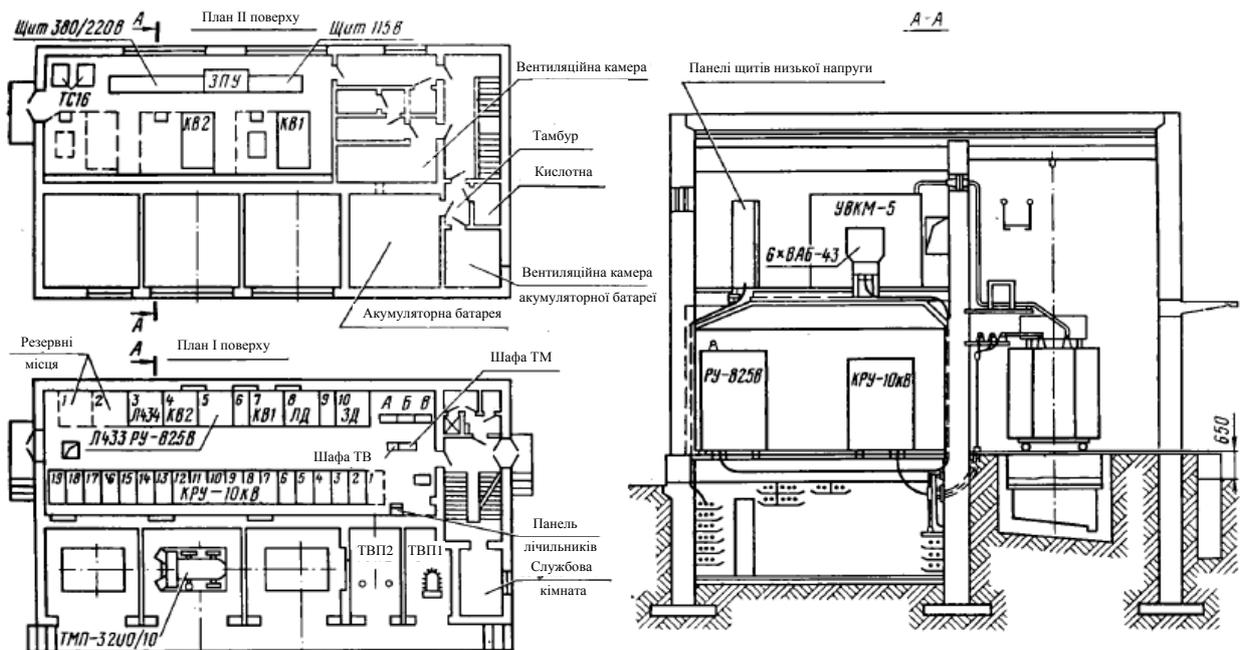


Рис. 21.7. Розміщення обладнання на надземній тяговій підстанції

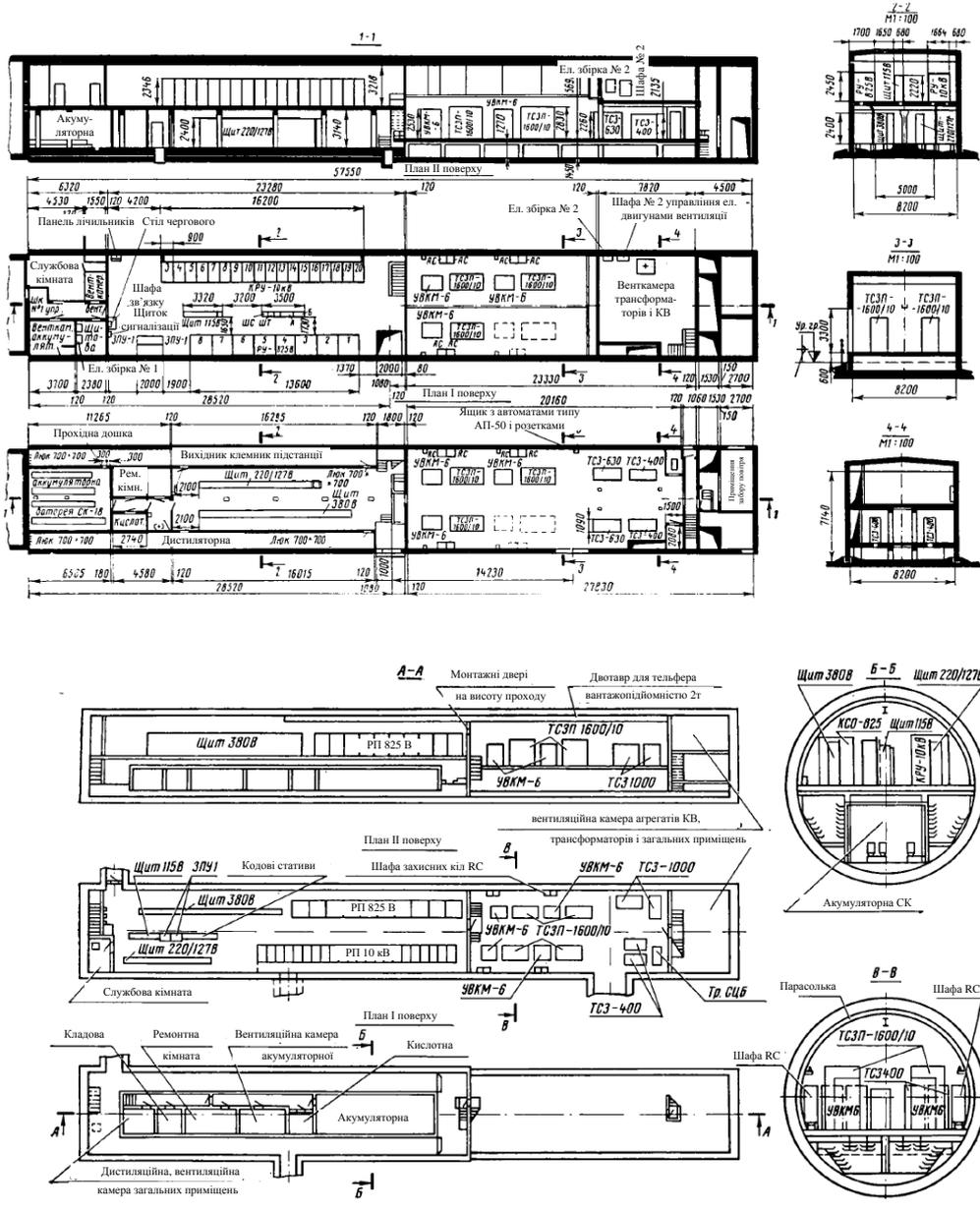


Рис. 21.8. Тягово-знижувальні підстанції мілкового та глибокого закладення

Обладнання на підстанції компонується з урахуванням технологічних особливостей його роботи. Наприклад, доцільно згрупувати в один конструктивний блок трансформатори і випрямлячі, де утворюються найбільші тепловиділення і відповідно потрібна інтенсивна вентиляція. Основний вхід на підстанцію виконується з боку пасажирської станції.

На рис. 21.9 представлено структурну схему двох тягових підстанцій метрополітену ТП1 і ТП2, які живлять суміжні ділянки тягової мережі [32,33].

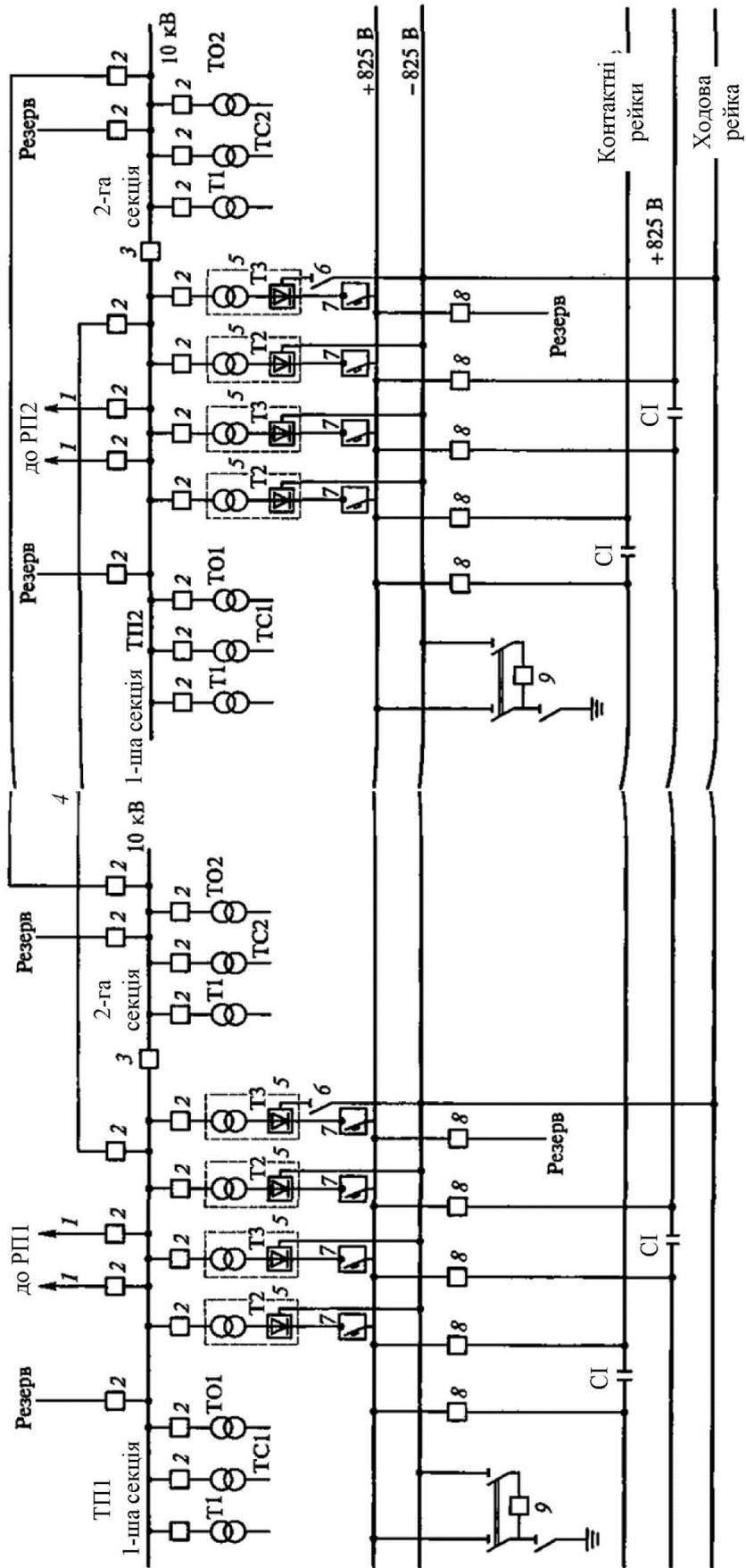


Рис. 21.9. Структурна схема тягових підстанцій ТП1 і ТП2 метрополітену

Напруга 10 (6) кВ від джерел РП1 і РП2 підводиться по вводах 1 до однієї секції шини через розподільні пристрої РП 10(6) кВ 2, які виконують з одинарною секціонованою системою шин. До другої секції шин підключено живлення від суміжної підстанції по відхідній лінії (перемичці). У нормальному режимі секції шин працюють окремо.

Для приймання і розподілу електроенергії на тягових підстанціях метрополітену застосовують комплектні розподільні пристрої КРУ типу К-104м, виготовлені за типовими схемами головних кіл. РП 10 кВ вводу і перетворювального агрегату обладнують вакуумними вимикачами, трансформаторами струму для підключення комплектів захисту і пристроїв обліку електроенергії.

Для забезпечення безпеки обслуговування обладнання з двох боків вимикача розміщують штепсельні роз'єднувачі, а з боку вводу – заземлювальний роз'єднувач з приводом і передавальним механізмом, який являє собою систему тяг і важелів.

Комутаційні прилади, пристрої, пристрої автоматики і захисту, з'єднані між собою у відповідності з електричною схемою, розміщують у шафі КРУ або КСО. На висувному елементі шафи встановлюють вимикач і рознімні контакти кола. У робочому положенні рознімні контакти замкнуті. При виконанні технічного обслуговування висувний елемент з вимикачем повністю вийнятий із шафи, контакти всіх кіл розімкнені. Нерухомі контакти, встановлені в шафі стаціонарно, закриваються спеціальними шторками, що виключають доступ до струмоведучих частин. Заземлювальний роз'єднувач вмикається при ремонтному положенні висувного елемента.

Перетворювальні агрегати 5 (тягові трансформатори Т2 і Т3 та випрямлячі), кількість і потужність яких визначають виходячи з тягового навантаження, підключають до 1-ї секції шин. На тягових підстанціях передбачають установлення сухих трансформаторів, які мають ряд переваг, що покращує їх застосування в закритих і підземних приміщеннях.

Трансформатори серії ТСЗП виконані за схемою з'єднання «зірка-трикутник» і призначені для роботи з мостовими випрямлячами.

Розподільний пристрій, який забезпечує приєднання випрямляча до шини +825 В, обладнано катодними швидкодіючими автоматичними вимикачами 7 і роз'єднувачем із заземлювальним ножем. Підключення випрямляча до шини -825 В здійснюється через роз'єднувач 6. Комірки 8 лінійних вимикачів РП 825 В також обладнуються швидкодіючими автоматичними вимикачами з максимальним струмовим захистом.

На суміщених тягово-знижувальних підстанціях живлення силових і освітлювальних електроприймачів передбачено від двох трансформаторів для кожного виду приймачів. Трансформатори підключають до різних секцій шин 10 кВ: ТО1 і ТО2 – трансформатори освітлення, ТС1 і ТС2 – трансформатори власних потреб підстанцій.

Живлення пристроїв автоматики і телемеханіки здійснюється по двох живильних лініях від двох трансформаторів Т1, які приєднуються до різних секцій шин РП 10 кВ підстанції.

На рис. 21.10 показано зовнішній вигляд сучасних елементів обладнання тягових підстанцій метрополітену.

Схему однієї суміщеної тягової підстанції, на якій деталізовано зображено специфіку її улаштування, наведено на рис. 21.11.

Характер роботи фідерів підстанцій і споживання енергії електрорухомим складом ілюструє осцилограма, наведена на рис. 21.12.



Шафи РП постійного струму



Сухий трансформатор



Швидкодіючий вимикач Secheron



Випрямна установка

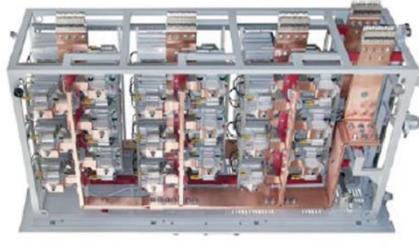


Рис. 21.10. Сучасне обладнання тягових підстанцій метрополітену

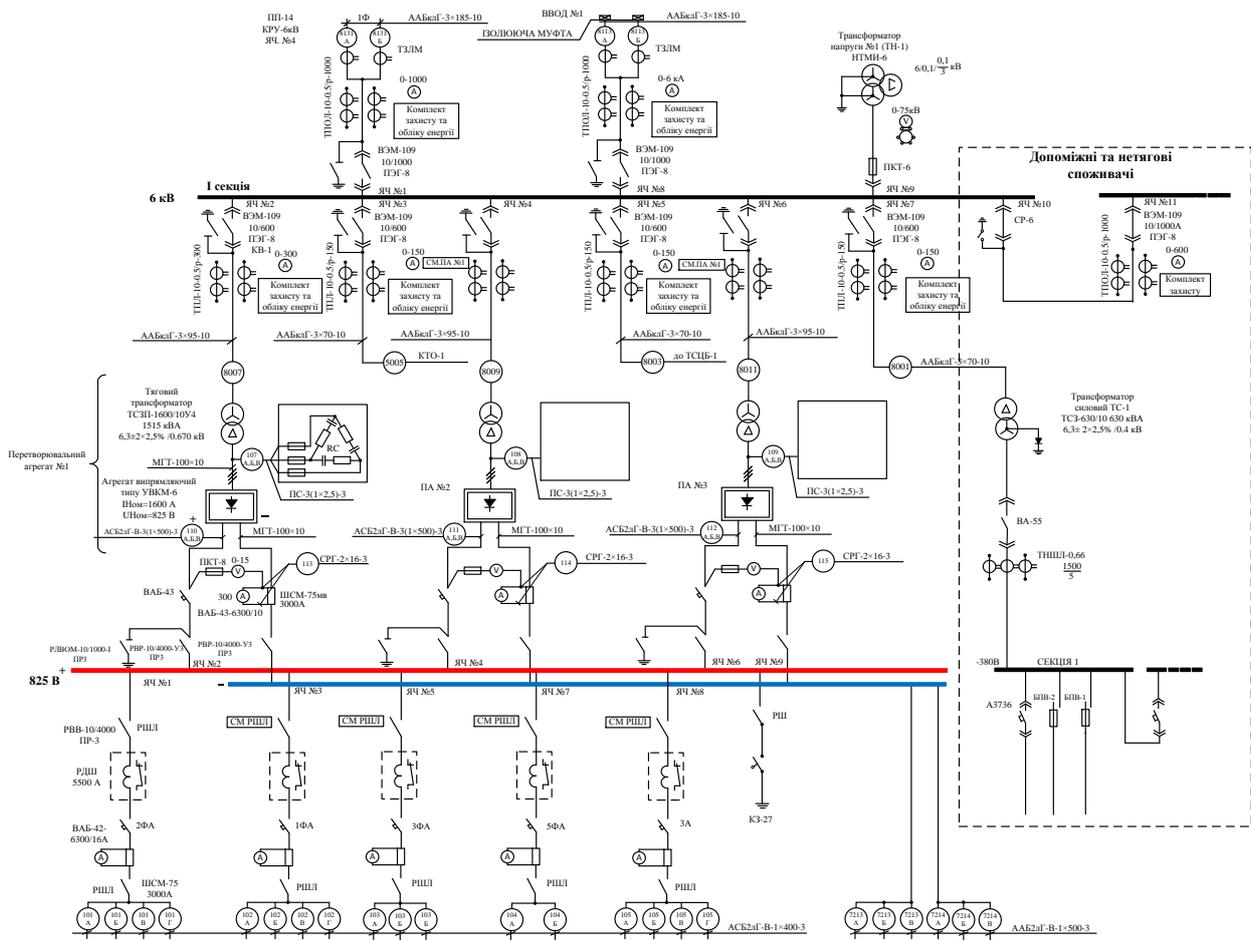


Рис. 21.11. Схема тягової підстанції метрополітену

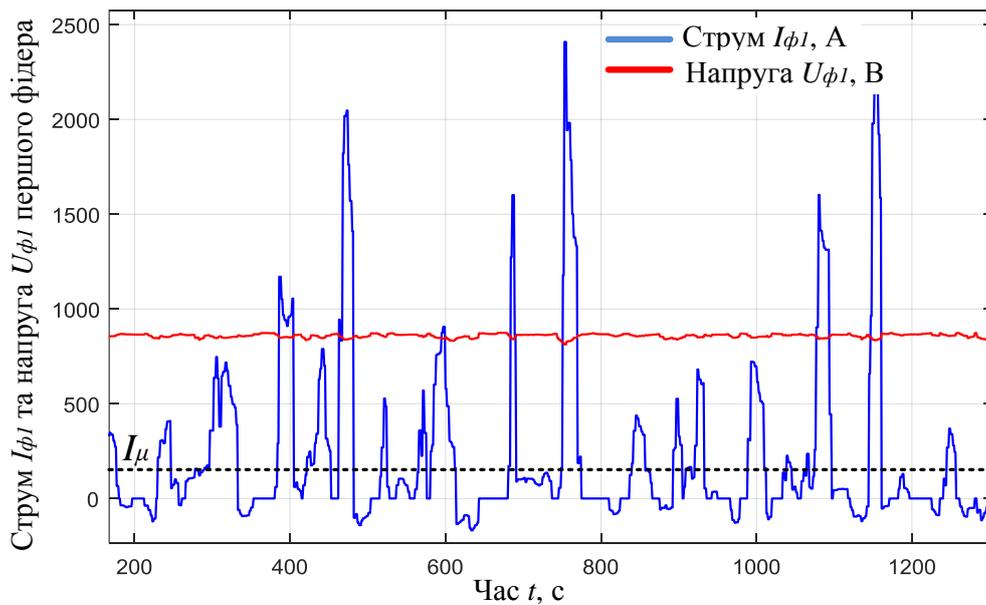


Рис. 21.12. Осцилограми реального струму навантаження і напруги фідера тягової підстанції метрополітену

## 22. Власні потреби електроустановок

### 22.1. Система власних потреб підстанцій

Приймачами електроенергії власних потреб (ВП) підстанцій є електродвигуни системи охолодження трансформаторів; пристрої обігріву масляних вимикачів і шаф розподільних пристроїв із встановленими в них апаратами і приладами; електричне освітлення та опалення приміщень і освітлення території підстанцій [35-37].

Найважливішими і *відповідальними* приймачами ВП є пристрої систем управління, релейного захисту, сигналізації, автоматики і телемеханіки. Від цих приймачів залежить робота основного обладнання підстанцій, припинення їх живлення, навіть короткочасно, призводить до часткового або повного відключення підстанції. Приймачі власних потреб, перерва в електропостачанні яких не викликає вимикання або зниження потужності електроустановки, належать до *невідповідальних*.

Для електропостачання споживачів ВП підстанцій передбачаються трансформатори власних потреб (ТВП) із вторинною напругою 380/220 В, які отримують електроенергію від збірних шин РП-6 (10) кВ, а на тягових підстанціях – від шин РП 27,5 кВ або РП 35 кВ (на тягових підстанціях постійного струму з первинною напругою 35 кВ). Така схема живлення ТВП має недолік, який полягає в порушенні електропостачання споживачів ВП при пошкодженнях на шинах РП, від якого живляться ТВП. Тому ТВП трансформаторних підстанцій переважно підключають до виводів нижчої напруги головних знижувальних трансформаторів – на ділянках між трансформатором і вимикачем.

Живлення споживачів ВП може бути *індивідуальним, груповим і змішаним*. При *індивідуальному* живленні кожен споживач отримує електроенергію від шин ВП від індивідуального кабелю, чим забезпечується висока надійність електропостачання, але пов'язано зі значною витратою кабелів. При *груповому* живленні споживачі отримують енергію від групових щитків і збірок, розташованих поблизу групи споживачів і підключених одним кабелем до шин ВП. При цьому знижується витрата кабелю, але виникають додаткові витрати на групові щитки і збірки, знижується надійність електропостачання,

оскільки пошкодження кабелю призводить до відключення всіх споживачів даної групи. Найбільш раціональним є *змішане* живлення, при якому відповідальні споживачі живляться від індивідуальних кабелів безпосередньо від шин ВП, а решта – від групових щитків і збірок.

На тягових підстанціях від шин ВП отримують електроенергію пристрої СЦБ залізниць, чергові пункти районів контактної мережі, поєднані з тяговими підстанціями, а також майстерні тягових підстанцій.

Крім постійних споживачів до шин ВП можуть підключатись також різні пересувні пристрої (невеликі підстанції, випробувальні станції, установки масляного господарства).

На тягових підстанціях всіх типів, крім опорних на напругу 110-220 кВ, зазвичай встановлюють по два ТВП потужністю 250-400 кВА кожен. На опорних підстанціях 110-220 кВ, масляні вимикачі яких мають потужні підігрівальні пристрої, застосовують два додаткових ТВП для підігріву.

Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій постійного і змінного струму показано на рис. 22.1. Підключення вторинних обмоток ТВП до шин 380/220 В у шафах 1 і 2 змінного струму на відкритій частині підстанції здійснюється через автоматичні вимикачі. Шини ВП виконуються одинарними, секціонованими автоматичним вимикачем.

Вимикачі є одночасно комутаційними і захисними апаратами. У літній період ввімкнений зазвичай один ТВП, для другого передбачається автоматичне вмикання резерву (АВР). У зимовий період вмикаються обидва ТВП, а на опорних підстанціях 110 (220) кВ і трансформатори підігріву ТВП3 і ТВП4, які подають живлення в шафу 15 підігріву масляних вимикачів. Від шафи 15 отримує електроенергію шафа 16 автоматики підігріву приводів вимикачів 110 (220) кВ. До шин шафи 1 підключені фідери, які живлять кола підігріву масляних вимикачів і їх приводів через шафи 3, 4 і 5 відповідно 27,5 кВ (тільки для підстанцій змінного струму), 35 і 110 кВ. До шин ВП шафи 1 підключаються трансформатор СЦБ, підігрів КРУН-10, обдуб знижувальних трансформаторів, черговий пункт контактної мережі, а також можуть підключатися різні пересувні пристрої (підстанції, масляні господарства і т. ін.).

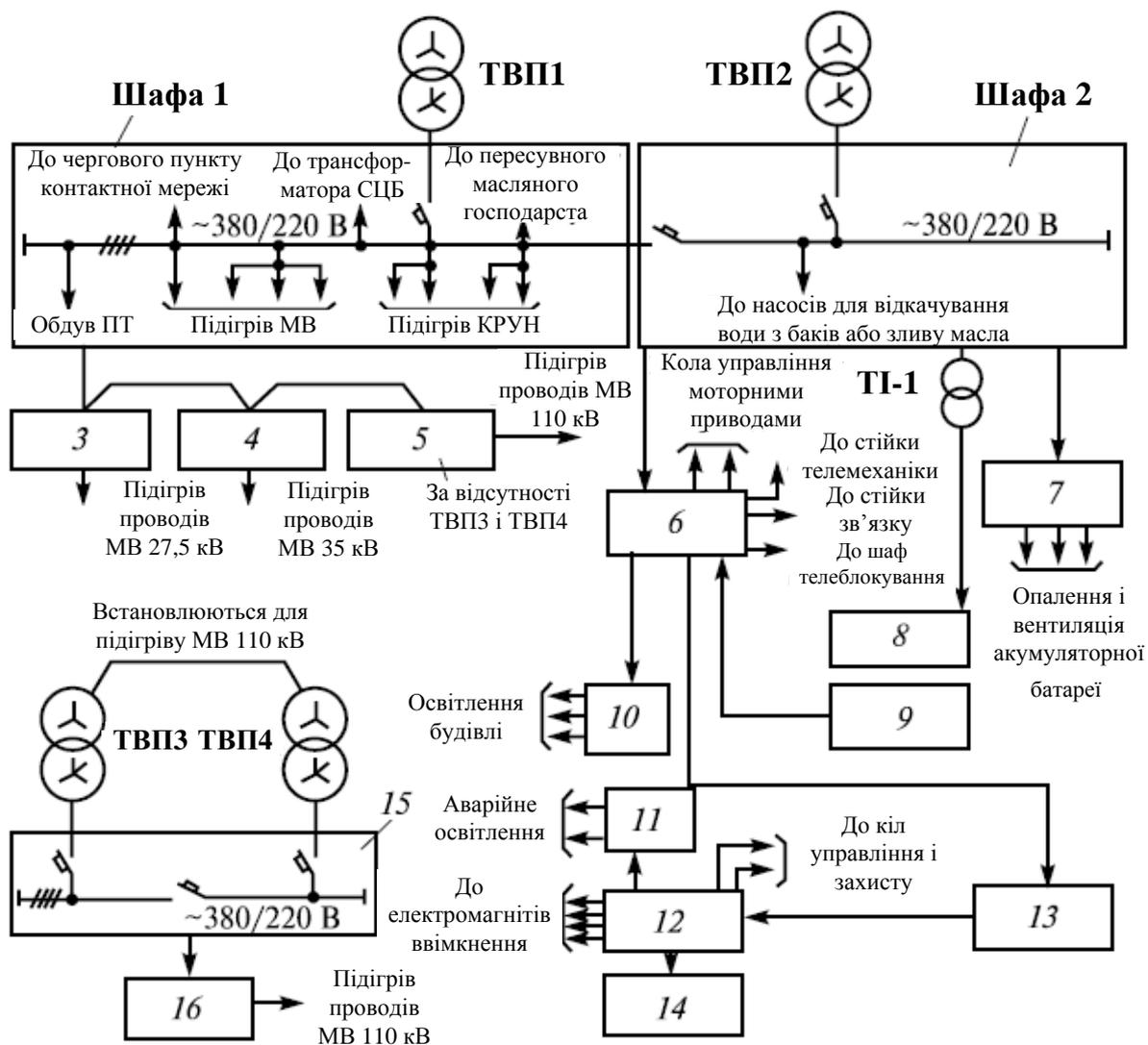


Рис. 22.1. Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій

Від шафи 2 отримують живлення шафа 6 ВП змінного струму в будівлі підстанції, до якої підключені стійки і шафи телеблокування, телемеханіки і зв'язку, кола управління моторними приводами, шафа 10 робочого освітлення підстанції (рис. 22.2).

Дизель-генератор 9, встановлений у спеціальному приміщенні будівлі підстанції, через шафу 6 підключається до шин ВП 380/220 В і є джерелом резервного живлення пристроїв СЦБ при аварійному виході з роботи ТВП або повному відключенні живлення електротяги на ділянці залізниці.

Шафа 12 ВП постійного струму отримує випрямлену напругу від зарядно-підзарядного агрегату 13 типу ВАЗП, а в аварійних ситуаціях – від акумуляторної батареї 14, яка живить щиток 11

аварійного освітлення підстанції, а також пристрої телемеханіки та зв'язку. Шафа 7, підключена до шин ВП, служить для вмикання кіл опалення та вентиляції приміщення акумуляторної батареї.

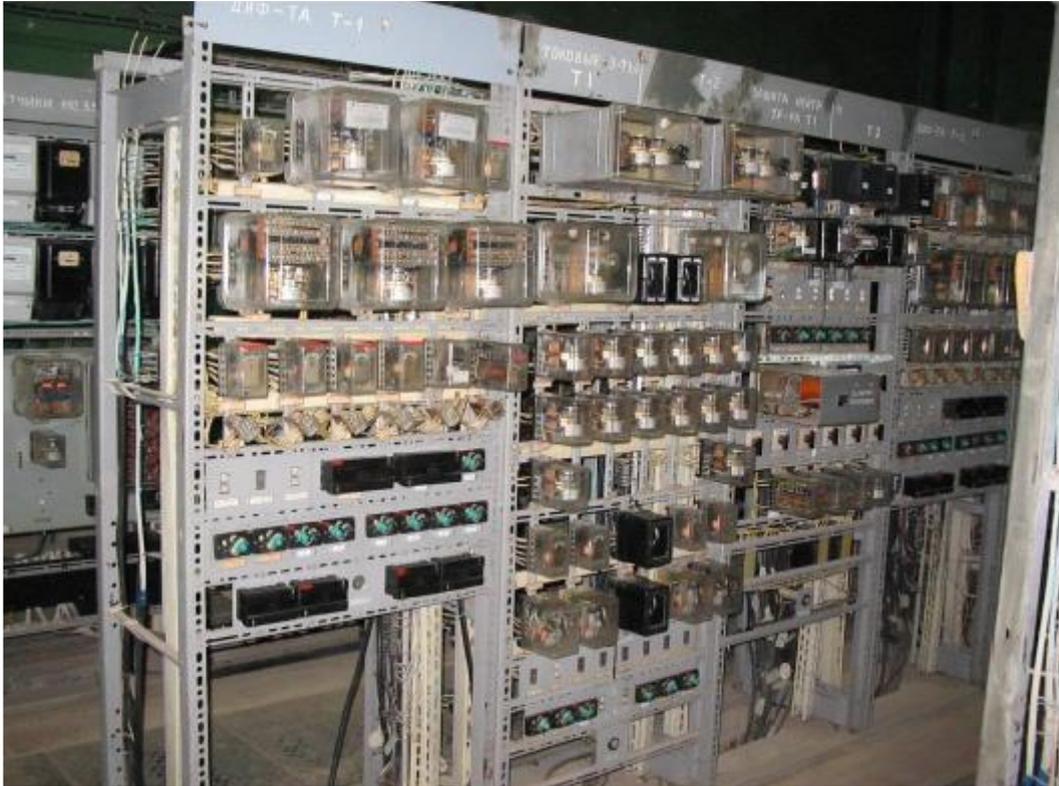


Рис. 22.2. Шафи релейного захисту та автоматики

Шафа 8 підключається до шин ВП через ізольований трансформатор ТІ-1, який запобігає потраплянню високої напруги при порушенні ізоляції РП 3,3 кВ в колі ВП. Ця шафа служить для живлення споживачів власних потреб, розміщених у місцях, де можливе таке порушення ізоляції. Шафа 8 застосовується тільки на тягових підстанціях постійного струму.

## **22.2. Система живлення власних потреб постійного струму**

Живлення споживачів ВП постійного струму здійснюється напругою 110 або 220 В від акумуляторної батареї GB, що працює в режимі постійного підзаряджання (рис. 22.3). Підзаряджання

батареї здійснюють два зарядно-підзарядні пристрої VD1, VD2 типу ВАЗП-380/260-40/80 з автоматичною стабілізацією напруги, що живляться по фідерах 3 і 4 від шин ВП змінною напругою 380/220 В. Випрямлена напруга подається на шини ЕУ1 (260 В) живлення вмикальних електромагнітів вимикачів 110 (220 В). Акумулятори батареї GB у кількості 120 шт. (рис. 22.4) підключені до шин ЕУ1 і постійно підзаряджаються. З акумулятора № 108 живлення від батареї надходить на шини вмикання ЕУ2 (230 В), від яких воно подається в кола вмикання вимикачів 35, 10, 27,5 або 3,3 кВ, 6-10 кВ СЦБ.

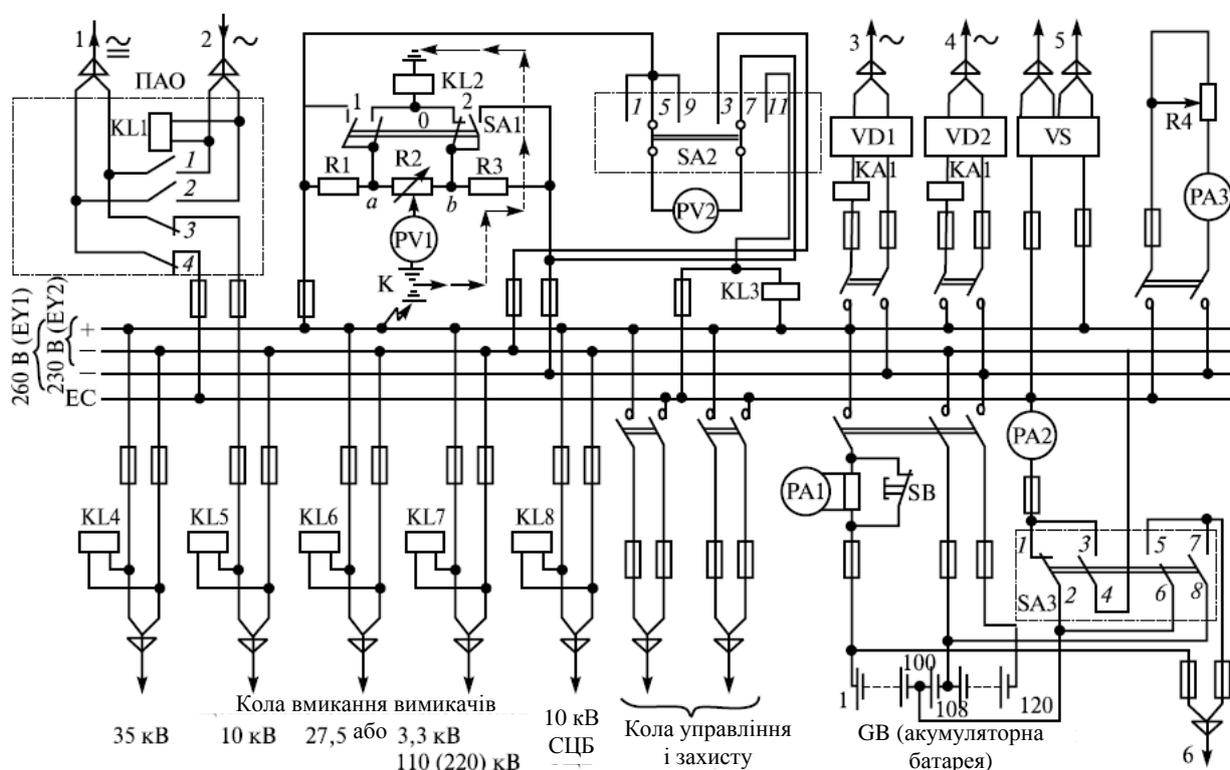


Рис. 22.3. Схема живлення споживачів власних потреб постійного струму

Контроль запобіжників кіл вмикання вимикачів здійснюється за допомогою реле KL4-KL8, які при справному стані запобіжників збуджені, їх контакти в колі сигналізації розімкнені. Кола управління і захисту постійного струму отримують електроенергію від шини управління ЕС, на яку вона надходить від шини ЕУ1 через амперметр PA3 і регулювальний резистор R4.

Шина «плюс» - загальна для всіх напруг ЕУ1, ЕУ2, ЕС. Від шини ЕС через амперметр РА2 і контакти 1-2, 5-6 перемикача SA3 з фідера 6 подається напруга у схему земляного захисту РП 3,3 кВ.



Рис. 22.4. Свинцево-кислотні акумулятори

При періодичному дозаряджанні акумуляторної батареї живлення шини ЕС перемикається з акумулятора № 108 на № 100 через контакти 3-4 перемикача SA3, фідер 6 земляного захисту при цьому отримує живлення через контакти 7-8 SA3. При зникненні на шинах ВП 380/220 В змінної напруги живлення стійок телемеханіки та електронних захистів по фідерах 5 здійснюється від перетворювачів VS постійного струму акумуляторної батареї в змінний. Постійний струм надходить від акумулятора № 108 на шину ЕУ2, далі через контакти 3-4 перемикача SA3 після його перемикання – запобіжник, амперметр РА2 і шину ЕС перемикають на перетворювач VS.

Живлення аварійного освітлення по фідеру 1 здійснюється від шин ВП змінного струму до фідерів 2. Перемикач аварійного

освітлення KL1 за наявності змінної напруги на фідері 2 замикає свої контакти 1, 2 і з'єднує фідер 2 з фідером 1. При зникненні напруги на фідері 2 KL1 вимикається, розмикає свої контакти 1, 2 і замикає 3, 4 від шин + EY2 і ЕС. Таким чином, спочатку освітлення живлять 100 акумуляторів, зі зниженням напруги перемикачем SA3 підключають до шини ЕС 108 акумуляторів. Контроль напруги на шині ЕС здійснює реле KL3.

З огляду на особливу відповідальність кіл оперативного постійного струму для контролю їх ізоляції використовують спеціальні схеми, одна з яких наведена на рис. 22.3. Для автоматичного контролю ізоляції шин постійного струму і сигналізації про її пробій на землю застосовують схему, що включає реле контролю ізоляції KL2, три резистори R1, R2, R3 і вольтметр PV1 (або омметр) з перемикачем SA1. У нульовому положенні SA1 точки *a* і *b* схеми з'єднані, резистор R2 зашунтований, PV1 і PV2 під'єднані одним виводом до точок *a* і *b*, іншим – заземлені. При хорошій ізоляції шини «плюс» через прилади PV1 і KL2 струм не проходить. Якщо ізоляція шини «плюс» порушується, то від неї піде струм через реле KL2, резистор R3 на шину EY1. Реле KL2 спрацьовує, замикає свої контакти в ланцюзі сигналізації. Перемикаючи SA1 в положення 1 і 2, за показами PV1 можна визначити полярність шини, на якій стався пробій ізоляції або різке зниження її опору. У положенні 1 перемикач PV1 покаже нуль, у положенні 2 – повну напругу на шинах. Аналогічно схема автоматичного контролю ізоляції діє при пробі ізоляції мінусової шини.

Вольтметр PV2 з перемикачем SA2 служить для вимірювання напруги на шинах: у початковому положенні PV2 (підключений на контакти 5-7) показує напругу на шинах EY1, у першому положенні PV2 (підключений на контакти 1-3) – EY2, у другому положенні PV2 (підключений на контакти 9-11) – ЕС.

Трансформатор власних потреб ТВП РП-27,5 представлений на рис. 22.5.

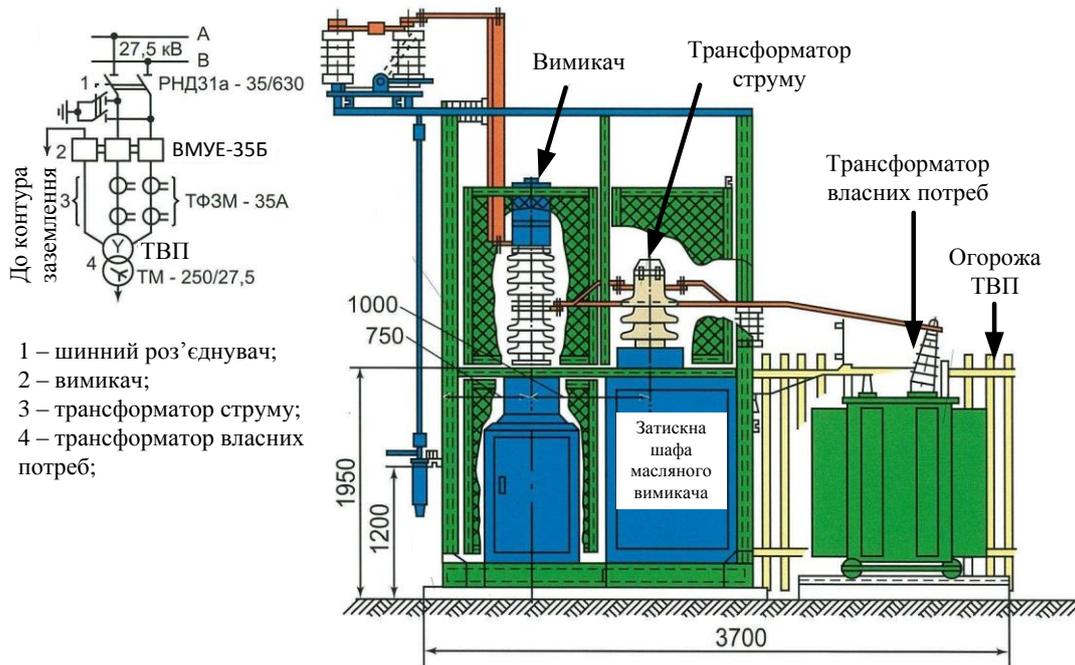


Рис. 22.5. Конструкція блока ТВП

### 22.3. Електропостачання нетягових споживачів

Однією з особливостей електрифікованих залізниць України є те, що для систем електропостачання, створених для живлення залізниць, визначаються і функції системи, що повинна живити районних споживачів. У цьому є одна з переваг системи тягового електропостачання.

Живлення районних споживачів здійснюється або спеціальними лініями електропередачі 10-35 кВ безпосередньо від тягової підстанції, або від ЛЕП повздовжнього електропостачання, тобто від лінії передачі, підвешеної на опорах контактної мережі, яка також отримує живлення від тягової підстанції. Така система дозволяє закрити дрібні електричні станції, вироблення енергії на яких завжди пов'язане зі значними витратами.

При електрифікації на постійному струмі, де відстань між підстанціями невелика, приймають напругу в повздовжній ЛЕП 10 кВ. На цих підстанціях при подвійній трансформації використовується вторинна напруга тих самих трансформаторів, від яких отримують живлення і перетворювальні агрегати. У тих випадках, коли для району бажано мати і 35, і 10 кВ, у якості знижувальних застосовуються триобмоткові трансформатори.

Третя обмотка в цьому випадку має напругу 35 кВ і забезпечує живлення нетягових споживачів.

При електрифікації на однофазному змінному струмі повздовжня лінія електропередачі має напругу 25 кВ (рис. 22.6). Вона обслуговує електроспоживачів, розташованих у смузі до 30-50 км від залізниці. Здійснюється така лінія передачі на залізницях однофазного струму шляхом підвішування двох додаткових (до контактної підвіски) проводів на опорах контактної мережі і з використанням рейок як третього проводу трифазної мережі. Таку лінію прийнято називати лінією ДПР (два проводи - рейки).

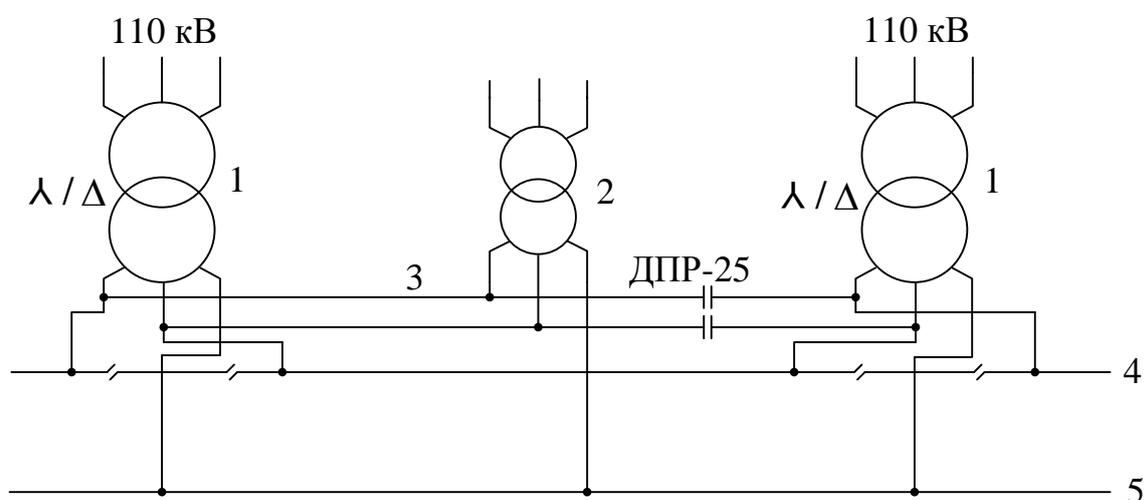


Рис. 22.6. Схема живлення нетягових споживачів по лінії ДПР:

- 1 – тяговий трансформатор; 2 – знижувальний трансформатор споживача; 3 – лінія живлення нетягових споживачів;
- 4 – контактна мережа; 5 – рейки

Лінія ДПР отримує живлення з одного боку консольно для уникнення перетікань енергії по цій відносно малопотужній лінії або через те, що суміжні підстанції на другому боці мають різні фази.

Відбір потужності від таких ліній передачі здійснюється зазвичай за допомогою комплектних трансформаторних підстанцій. При потужних споживачах напруга цієї лінії може бути збільшена до 35 кВ (рис. 22.7).

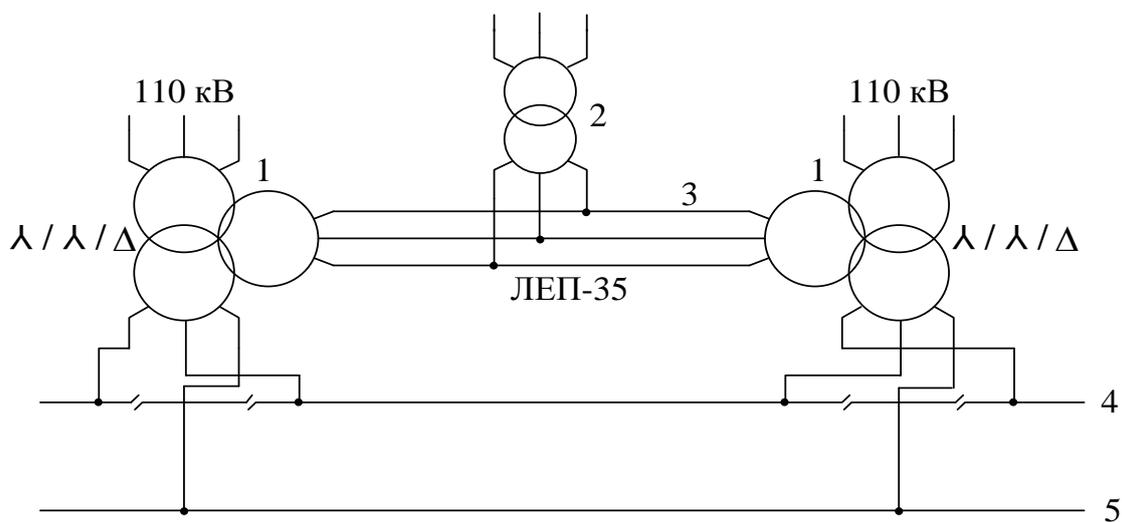


Рис. 22.7. Схема живлення нетягових споживачів від трифазної ЛЕП 35 кВ:

1 – тяговий трансформатор; 2 – знижувальний трансформатор споживача; 3 – лінія живлення нетягових споживачів; 4 – контактна мережа; 5 – рейки

## 23. Сучасні технології електропостачання

*Технологія* – це сукупність знань про способи і засоби ведення виробничих процесів, стійка послідовність операцій і процесів, визначена за часом, затратами праці, енергії і ресурсів, яка призводить до досягнення цільового результату при високому рівні ефективності.

*Ефективність* – головний критерій оцінювання високих технологій, цільовою функцією яких є мінімізація затрат праці, часу, енергії та ресурсів на виробництво.

Відомо, що починаючи з моменту отримання незалежності Україна йде шляхом ринкової економіки, головними рисами якої є отримання прибутку та націленість на розвиток приватних підприємств. Відповідно для адаптації та конкурентоспроможності в ринкових умовах на залізниці необхідне постійне зниження витрат шляхом впровадження нових технологій і технічних засобів (рис. 23.1).

Чи не найбільша увага при цьому приділяється облаштуванню та реконструкції пристроїв електропостачання, що може передбачати як процеси переулаштування діючого виробництва –

експлуатації (оновлення, модернізації окремого обладнання), так і повного корінного оновлення в цілому тягових підстанцій, постів секціонування, основного і допоміжного обладнання і т. ін.

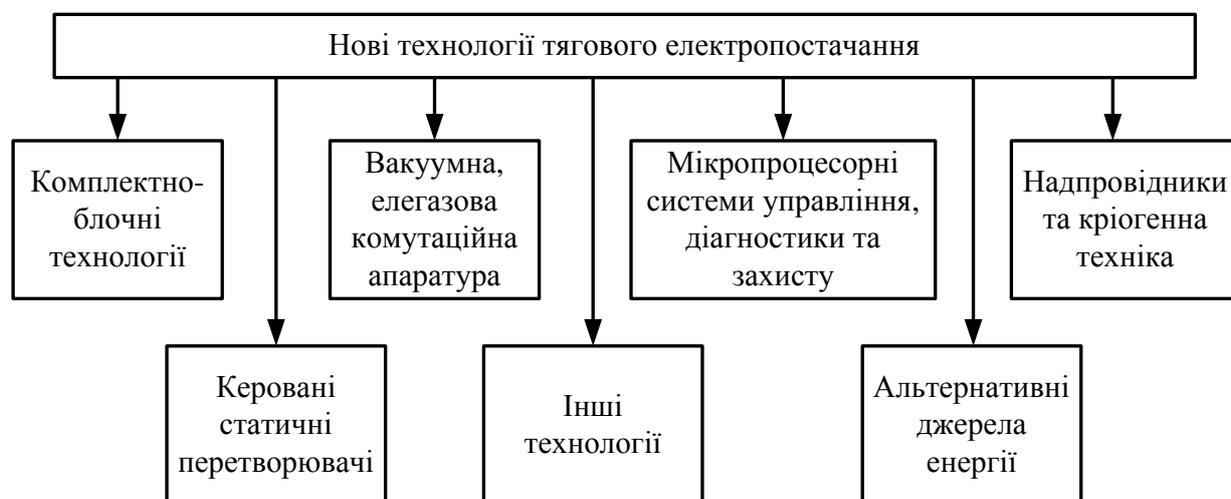


Рис. 23.1. Нові технічні засоби та схемні рішення систем електропостачання

На сьогодні багатьма виробниками пропонується до поставки на тягові підстанції та інші об'єкти електропостачання залізниць різне за технічними характеристиками, схемним і конструктивним виконанням, якістю і надійністю електротехнічне обладнання. Окрім вітчизняного обладнання, наприклад компаній Плутон, Запоріжтрансформатор (Україна, Запоріжжя), також спостерігається тенденція до використання імпортного, наприклад таких виробників, як ABB, Siemens, General Electric (Німеччина), Secheron (Швейцарія), Schneider, Alstom (Франція), Toshiba, Meiden (Японія) тощо.

### 23.1. Обладнання розподільних пристроїв

**Комплектно-блочна технологія.** Її суть полягає в тому, що на одному підприємстві здійснюється дослідження, конструювання, проектування, виробництво, дослідження, монтаж, налаштування, сервісне і гарантійне обслуговування.

В основу комплектно-блочних технологій покладена концепція створення необслуговуваної підстанції без постійного

експлуатаційного персоналу, що передбачає використання високонадійного обладнання і застосування засобів автоматизації і діагностики всього обладнання підстанції (рис. 23.2) [34].

Це дозволяє перейти від обслуговування «за регламентом» (існуючої планово-попереджувальної системи обслуговування і ремонту) до обслуговування «за необхідності», тобто за фактичним станом.

Складовими елементами комплектно-блочних підстанцій має бути високонадійне та багатофункціональне силове і допоміжне обладнання, до якого в першу чергу відносять комутаційну апаратуру, трансформатори, напівпровідникові перетворювальні пристрої, засоби автоматизації та ін.

Що стосується *силової комутаційної апаратури*, відомо, що на початку електрифікації тягові підстанції комплектувались баковими масляними вимикачами. З розвитком комутаційної техніки вимикачі замінювались на маломасляні, де масло служить тільки дугогасильним середовищем. На ряді підстанцій застосовуються повітряні вимикачі, від'єднувачі і короткозамикачі. Нині масляні, маломасляні, повітряні вимикачі, від'єднувачі і короткозамикачі не рекомендуються до застосування. На сьогодні за надійністю, екологічністю, мінімізацією витрат з обслуговування і експлуатації, діапазонами номінальних параметрів та економічності найбільш доцільним є застосування вакуумних та элегазових вимикачів. З цих двох типів найбільше застосування знайшли: на середні напруги змінного струму до 35 кВ включно – вакуумні, а на високі напруги більше 35 кВ – элегазові.



Рис. 23.2. Приклад тягової підстанції постійного струму комплектно-блочного типу виробництва Toshiba

Доведено, що найпростішим способом є гасіння електричної дуги у вакуумі, у якому відсутнє середовище, що проводить струм. Основою будь-якого вакуумного вимикача є вакуумна дугогасильна камера, у якій створюється вакуум високого порядку  $1,33 \cdot 10^{-4}$  Па ( $10^{-6}$  мм рт. ст.) (рис. 23.3).

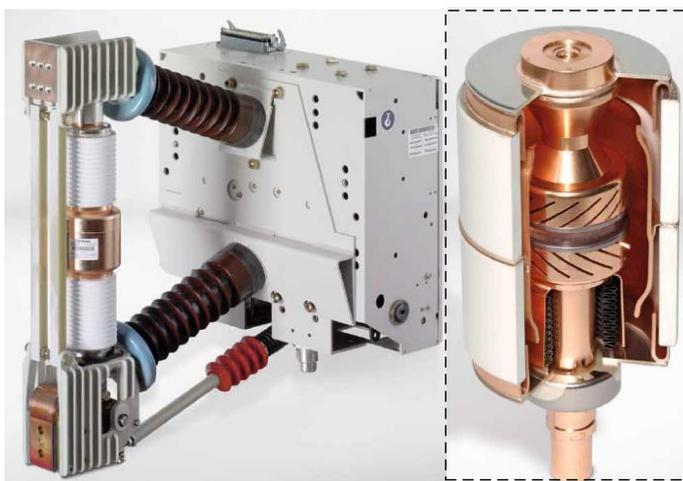


Рис. 23.3. Вакуумний вимикач ЗАН47 та вакуумна камера виробництва Siemens [83]

До переваг вакуумних вимикачів відносять відсутність необхідності використання масла, високу зносостійкість, простоту експлуатації, безшумність, чистоту, екологічність, високу швидкодію. Серед недоліків вказують на рентгенівське випромінювання (при напрузі більше 35 кВ); комутаційні перенапруги; властивість матеріалів до зварювання в умовах глибокого вакууму.

Елегазові вимикачі розглядаються як найбільш перспективні на напруги 110 і 220 кВ (рис. 23.4). Елегаз  $SF_6$  (шестифториста сірка) є електронегативним газом, його молекули мають здатність захоплювати електрони. При цьому утворюються малорухомі, важкі від'ємні іони, які повільно переміщуються в електричному полі. Втрата електронів робить дугу нестійкою і вона легко гасне.



Переваги елегазових вимикачів: вибухо- і пожежобезпечність, швидкодія, можливість здійснення синхронного розми-

Рис. 23.4. Елегазовий вимикач PASS

кання контактів безпосередньо перед переходом струму через нуль, висока відмикальна здатність при особливо тяжких умовах вимикання (наприклад невіддалених коротких замикань), надійне вимикання ємнісних струмів холостих ліній, малий знос дугогасильних контактів.

До недоліків відносять шкідливий вплив на навколишнє середовище, необхідність у наявності пристроїв для наповнення, перекачування та очищення  $SF_6$ , складність конструкції ряду деталей і вузлів, необхідність застосування високонадійних ущільнювачів, високу вартість дугогасильного середовища та вимикача в цілому.

**Вимикачі постійного струму.** Основним напрямком удосконалення швидкодіючих вимикачів є зменшення часу вимикання  $t_{\text{вимик}}$ . Його можна зменшувати, удосконалюючи конструкцію механізму швидкодіючого вимикача або дугогасильної камери.

Серед швидкодіючих автоматичних вимикачів можна навести зразки Gerapid виробництва General Electric (Німеччина) або UR – виробництва Secheron (Швейцарія) (рис. 23.5) [40-42]. Обидва вимикачі мають приблизно однакові технічні характе-

ристики: струми вимикання до 8000 А, велика кількість опцій (розчеплювачі максимального струму, мінімальної напруги), значний комутаційний ресурс. Технічне обслуговування передбачає лише візуальний огляд і, за необхідності, заміну пари дугогасильних контактів після виконання 300 аварійних вимикань.

Принцип дії вимикачів заснований на гасінні електричної дуги в дугогасильній решітці, яка складається зі сталевих пластин. Електрична дуга під дією магнітного поля видувається в дугогасильну камеру, де розбивається на короткі дуги і гаситься.



Рис. 23.5. Швидкодіючі вимикачі Secheron (а) і Gerapid (б)

## Сучасні *перетворювальні* *трансформатори*

рекомендується конструктивно виконувати сухими, з відкритими обмотками не екранованими твердою ізоляцією, з природним охолодженням. Сухі трансформатори (рис. 23.6) кращі за перевантажувальною здатністю, екологічністю, пожежобезпекою. У сухих трансформаторах обмотки просочені смолою, виготовлені методом вакуум-тиску з наступною їх полімеризацією при високій температурі. Цим досягається міцне ізоляційне покриття котушок, яке гарантує надійний рівень ізоляції і захист від впливу навколишнього середовища і одночасно не перешкоджає ефективному охолодженню. У якості головної ізоляції використовується ізоляційний матеріал з практично негорючого і самозагасального матеріалу, армованого скловолокном, у якому розміщена високовольтна обмотка з вертикальними і горизонтальними каналами охолодження. Магнітна система трансформатора зібрана з тонколистової 0,3 мм холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі за технологією Step-Lap, що забезпечує зменшення втрат, струму холостого ходу і рівня шуму.



Рис. 23.6. Сухий трансформатор потужністю 10 кВА

### 23.2. Схеми розподільних пристроїв

Окремі види обладнання входять до складу розподільних пристроїв, призначених для приймання і розподілу електроенергії на одній напрузі. Електричні схеми розподільних пристроїв повинні забезпечувати з'єднання їх окремих елементів просто, надійно і зручно для виконання вимог щодо надійності та безпеки живлення залізничних споживачів 1-ї або 2-ї категорії.

На рис. 23.7 наведено електричну схему обладнання на прикладі розподільного пристрою змінного струму 27,5 кВ

виробництва Toshiba, що складається з таких основних елементів, як тягові трансформатори Скотта великої потужності, однофазні автоматичні вимикачі, обмежувачі перенапруг, перемикачі положень, панелі керування, інтелектуальні цифрові реле, засоби захисту, контролю та моніторингу стану на основі контролерів і мережі з'єднання LAN [34].

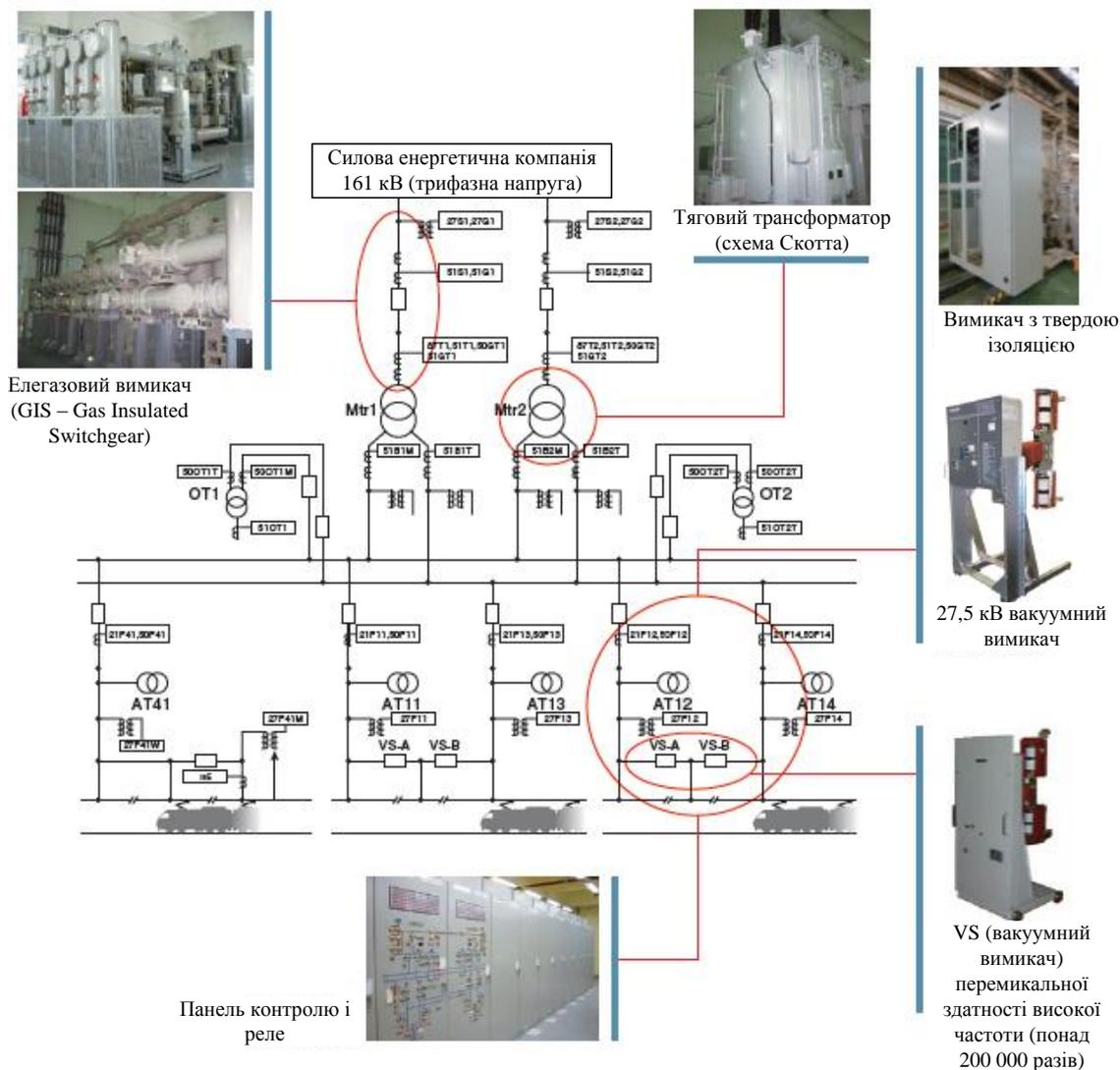


Рис. 23.7. Тягова система змінного струму компанії Toshiba

Для системи електрифікації постійного струму на додачу до стандартного обладнання, такого як випрямні трансформатори, випрямлячі та швидкодіючі автоматичні вимикачі, розроблено значну кількість нового обладнання на основі силової електроніки та цифрових технологій. На рис. 23.8 показано приклад схеми

розподільного пристрою тягової підстанції постійного струму 3,3 кВ. У ньому застосовуються трансформатори з потужністю випрямлячів до 6 МВт з елегазовою або епоксидно-гумовою ізоляцією для ізоляції та охолодження. Для підвищення екологічності застосовуються трансформатори з рідко-силіконовою або рослинно-масляною ізоляцією.

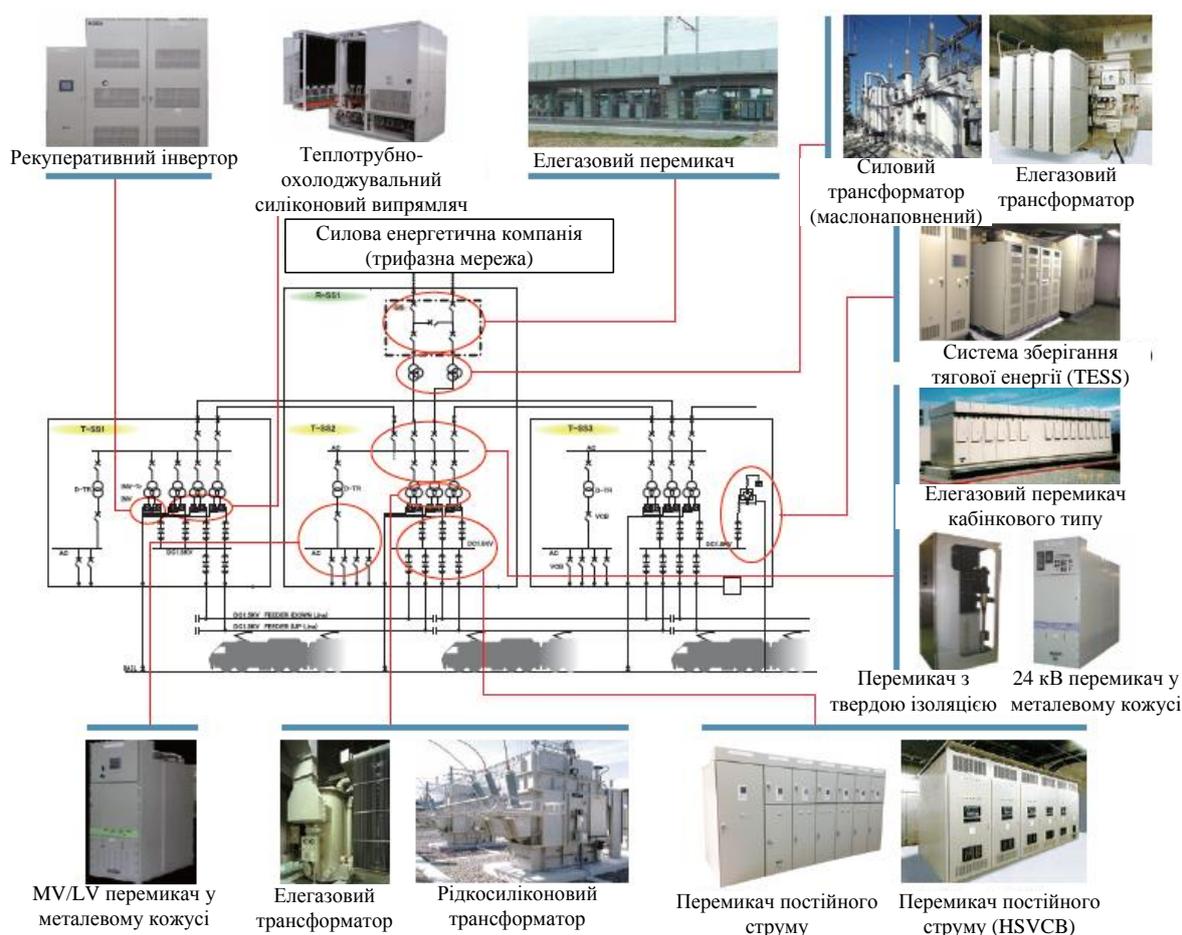


Рис. 23.8. Тягова система постійного струму компанії Toshiba

Випрямлячі з застосуванням методу вертикальної тепло-розсіювальної труби самоохолодження (рис. 23.9) мають високу термічну ефективність і можуть бути встановлені на відкритому повітрі.

Високошвидкісний вакуумний вимикач (high voltage circuit breaker, HSVCB) має високу надійність і низьку потребу в обслуговуванні. Він складається з блоків вимикача, конденсатора, модуля контролю і захисту (рис. 23.10).

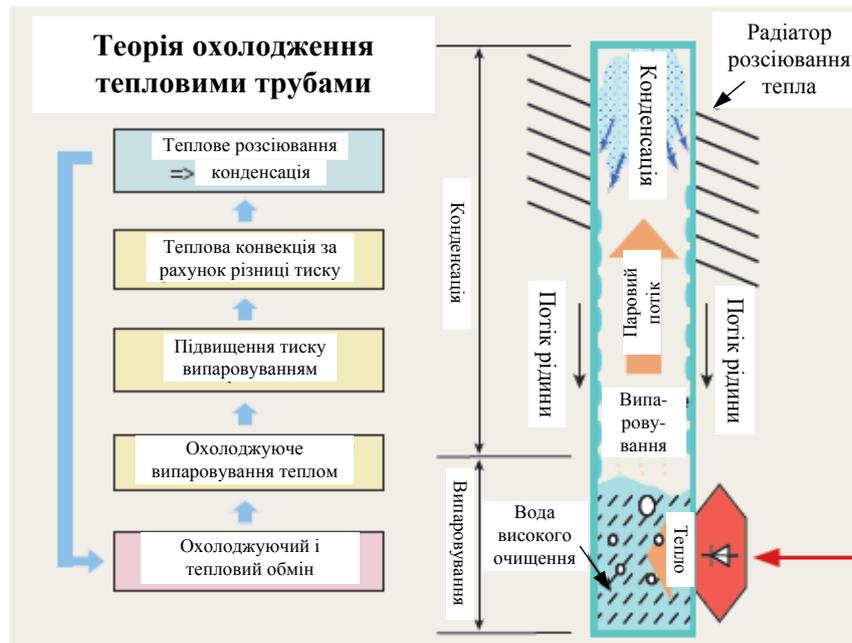


Рис. 23.9. Принцип вертикальної теплової труби самоохолодження

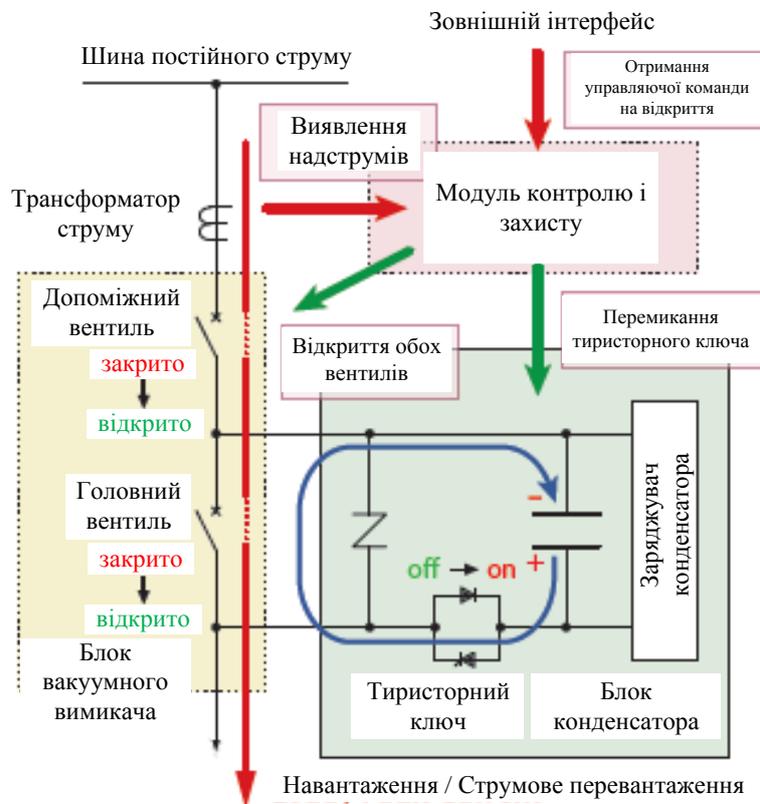


Рис. 23.10. Принцип вимикання постійного струму за допомогою HSVCB

У разі якщо блок управління та захисту виявляє надструм або отримує команду відкриття з зовнішніх пристроїв, обидва вентиля і тиристорний ключ конденсаторного блока вмикаються. Оскільки струм конденсатора знаходиться в протилежному напрямку до навантаження/несправності струму, досягається нульова точка перетину постійного струму. Тому навантаження/несправності можуть бути розірвані з високою надійністю і безпечністю. Під час звичайного розриву не з'являється дуга через застосування вакуумного вимикача VCB.

Двома енергоефективними системами для постійного струму є **регенеративні (рекуперативні) інвертори** та **накопичувачі** (рис. 23.11). Регенеративний інвертор – це енергозберігаюче рішення для ефективного використання енергії рекуперативного гальмування від рухомого складу. Він перетворює рекуперований постійний струм назад до джерела змінного струму та постачає його до допоміжної системи для пасажирських станцій. Система накопичення тягової енергії є енергозберігаючим рішенням, яке не тільки корисне для зберігання рекуперованої енергії, а й сприяє згладжуванню пікових енергій споживання, компенсації напруги джерела, а також аварійного живлення.

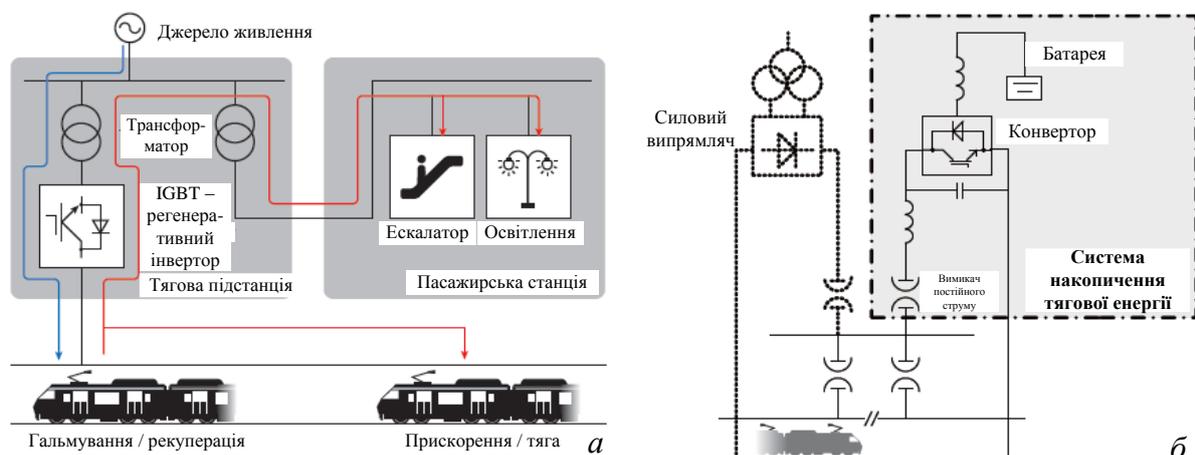


Рис. 23.11. Принципи рекуперації (а) і накопичення енергії (б)

Перспективним у якості накопичувачів є використання акумуляторів на основі оксиду титанату літію, до переваг яких відносять безпеку та довготривалість роботи, швидке заряджання, високу вихідну потужність. Не менш важливою складовою

системи накопичення енергії є система управління та регулювання стану напруги заряджання-розряджання, яка повинна здійснювати гнучкий контроль зарядно-розрядних характеристик.

Що стосується *автоматизації електропостачання*, перспективним є застосування систем диспетчерського управління та збору даних (Supervisory control and data acquisition - SCADA), що дозволяє здійснювати стабільні, високонадійні та водночас зручні поїзні операції (рис. 23.12). Наприклад, при виникненні несправності в розподільній мережі одночасно декілька сигналів несправності будуть відправлені з підстанцій до SCADA-сервера в центрі управління. Оператор може бути заплутаним багатьма несправностями та сигналами. SCADA-система збирає пов'язану інформацію та відображує спочатку те, що насправді сталося, активуючи контроль відновлення та показуючи процедуру відновлення оператору. Крім того, функції симуляції (моделювання та навчання) забезпечують підготовку для негайного і точного відновлення.



Рис. 23.12. Диспетчерський центр управління SCADA

### **23.3. Надпровідники та криогенна техніка**

Чи не найбільшу частину втрат (за різними оцінками, не менше третини або четвертої частини) в електроенергетиці складають втрати при передачі електроенергії по лініях електропередачі на відстань. У зв'язку з цим інтенсивний розвиток нині отримують надпровідні (криогенні) технології [43].

*Надпровідністю* називають властивість деяких матеріалів мати практично нульовий електричний опір при досягненні ними певної температури (так званої критичної). Це відкриття зробив у 1911 р. голландський фізик Хейкі Каммерлінг-Оннес. Вимірюючи залежність електричного опору ртуті від температури, він виявив, що при охолодженні до 4,15 К опір різко падає до невимірно малої величини. Цей ефект був абсолютно несподіваним і не міг бути пояснений існуючими тоді теоріями (рис. 23.13). Потім були відкриті такі характеристики, що впливають на стан надпровідності, як критичне магнітне поле і критична щільність струму. При досягненні цих параметрів надпровідник переходить у звичайний, ненадпровідний, стан.

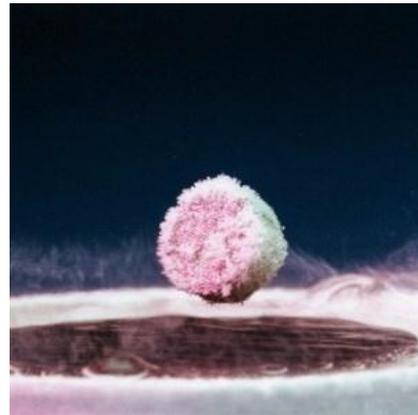


Рис. 23.13. Явище надпровідності – левітація при охолодженні до наднизької температури

У 1933 р. німецькі фізики Вальтер Мейснер і Роберт Оксенфельд експериментально встановили, що надпровідник у постійному магнітному полі мимовільно виштовхує це поле зі свого об'єму, переходячи в стан ідеального діаманетизму. Це явище отримало назву ефекту Мейснера.

На сьогодні надпровідність виявлена у 27 елементів (максимальна температура 9,2 К – у ніобію) і понад 1000 сплавів (максимальна температура 23,2 К – у сплаву  $Nb_3Ge$ ). Надпровідність спостерігається також у широкого класу сполук, які відносять до категорії високотемпературних надпровідників (ВТНП, максимальна температура 138 К). ВТНП були відкриті в 1986 р. і це призвело до істотного розширення потенційних сфер промислового використання надпровідників.

Раніше, у 1960-х рр. були відкриті низькотемпературні надпровідники з високим значенням критичного поля ( $NbTi$ ,  $Nb_3Sn$ ), що дозволило розробити пристрої, які створюють сильні магнітні поля для використання в томографії, прискорювачах, обладнанні для магнітної сепарації і т. д.

Роботи з вивчення надпровідності відзначені декількома Нобелівськими преміями.

Економіка надпровідної лінії визначається по суті двома речами: вартістю надпровідного кабелю (рис. 23.14) і втратами енергії на охолодження. Початкова ідея використання ніобієвих інтерметалідів зіштовхнулася з дорожнечою охолодження рідким гелієм: внутрішню «холодну» електричну збірку необхідно тримати у вакуумі (що не так складно) і додатково оточити екраном, охолоджуваним рідким азотом, інакше тепловий потік при температурі 4,2 К



Рис. 23.14. Приклад реального надпровідного кабелю для проекту AMRACITY: у центрі формер з рідким азотом, на ньому розташовані 3 фази надпровідного проводу зі стрічок з високотемпературним надпровідником, розділених ізоляцією, зовні мідний екран, ще один канал з рідким азотом, оточений багатошаровою екранно-вакуумною теплоізоляцією всередині вакуумної порожнини, і зовні – захисна полімерна оболонка

перевершить розумні потужності рефрижераторів. Такий «бутерброд» і наявність двох дорогих систем охолодження свого часу виключили інтерес до надпровідних ЛЕП. Повернення до ідеї відбулося з відкриттям високотемпературних провідників і «середньотемпературного» дибориду магнію  $MgB_2$ . Охолодження до температури 20 К для дибориду або до 70 К (при цьому 70 К – температура рідкого азоту – широко освоєна, і вартість такого холодоагенту невисока) виглядає перспективним напрямком (рис. 23.15).

Конкретні цифри на сьогодні виглядають так: надпровідна лінія має вартість провідника в 300-400 дол./кА·м (тобто метр провідника, що витримує кілоампер) для рідкого азоту і 100-130 дол. для 20 К, диборид магнію для температури 20 К має вартість 2-10 дол./кА·м (ціна не усталилася, як і технологія), ніобат титану – близько 1 дол./кА·м, але вже для температури в 4,2 К. Для

порівняння, алюмінієві проводи ЛЕП обходяться в  $\sim 5-7$  дол./кА·м, мідні – 20 дол./кА·м.



Рис. 23.15. Три однофазних надпровідних кабелі і вводи в кріогенну частину на задньому плані проекту LIPA в США, кожен зі струмом 2400 А і напругою 138 кВ, загальною потужністю 574 МВт

### **23.4. Альтернативна енергетика**

Сьогоднішня енергетика світу базується на невідновлюваних джерелах енергії [44]. У якості головних енергоносіїв виступають нафта, газ і вугілля. Найближчі перспективи розвитку енергетики пов'язані з пошуками кращого співвідношення енергоносіїв і перш за все спробами зменшити частку викопних видів палива. Але можна сказати, що людство вже сьогодні вступило в перехідний період – від енергетики, що базується на обмежених органічних природних ресурсах, до енергетики на практично невичерпній основі.

Великі надії у світі покладаються на так звані альтернативні джерела енергії, перевага яких полягає в їх відновлюваності, а також у тому, що це екологічно чисті джерела енергії (рис. 23.16).

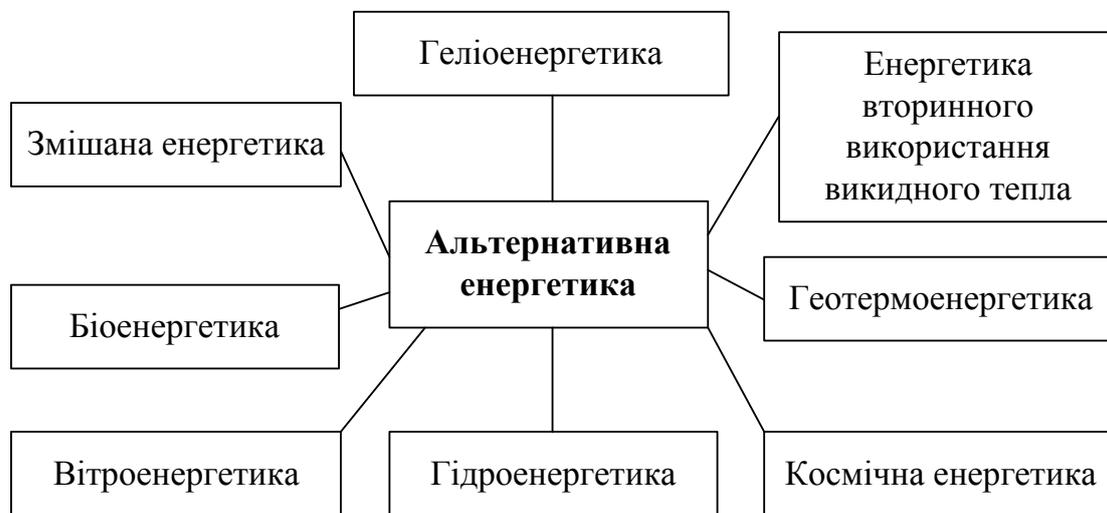


Рис. 23.16. Альтернативні джерела енергії

Сонячна енергетика дозволяє отримувати електроенергію з сонячних променів. Не заглиблюючись у конструкцію сонячних установок, коротко можна сказати, що для цього використовуються фотоелектричні перетворювачі – сонячні панелі. Існують проекти з фокусуючими лінзами (концентраторами), які дозволяють підвищити ККД таких установок.

Сонячна енергетика стає важливою і в залізничній галузі. Робота в цьому сегменті ведеться у двох напрямках: забезпечення електроживлення поїздів шляхом установлення сонячних панелей безпосередньо на рухомому складі та генерація електроенергії для системи електропостачання.

Наприклад, в Індії між містами Калка і Шимла курсує потяг «Королева Гімалаїв» на сонячній тязі (рис. 23.17). Конструкція енергоблоків дозволяє йому обходитися без підключення до стаціонарної мережі протягом двох діб. У якості допоміжного енергетичного обладнання – для забезпечення роботи систем освітлення, кондиціонування повітря – сонячні панелі масово встановлюються на поїздах в Японії та Італії.



Рис. 23.17. Сонячні панелі на даху поїзда

До другої категорії належать проекти, що передбачають підключення до сонячних станцій енергосистем залізничних магістралей для забезпечення електроживлення поїздів (рис. 23.18). Зокрема між Парижем і Амстердамом існує тунель, покритий 16 тисячами сонячних панелей. Вони забезпечують електроенергією поїздам, що рухаються зі швидкістю 300 км/год. Довжина тунелю становить 3600 м. Вартість сонячних панелей, вироблених бельгійською компанією Enfinity, склала 14,14 млн євро, вони покривають площу, еквівалентну площі восьми футбольних полів. Окрім того, що отримувана за їх допомогою енергія йде на роботу поїздів, електроенергія також використовується для потреб міста Антверпен. Щороку сонячні панелі виробляють близько 3,3 тис. МВт·год. Подібні проекти реалізуються і у Великобританії.

Наступний вид – геотермальна енергетика, покликана отримувати електроенергію з тепла землі. Геотермальні станції в основному будуються там, де земна кора тонка і підземні пласти перегрітої пари близько – на лініях тектонічних розломів і геологічних плит. Отримується тепло безпосередньо з гарячих підземних джерел і за рахунок геотермальних насосів.



Рис. 23.18. Сонячні панелі над тунелем (Париж-Амстердам) і над старовинним лондонським мостом Блекфрайарз

Найбільше у світі геотермальних станцій знаходиться в Ісландії (30 % загальної енергії країни), у тому числі найбільша у світі за потужністю ГеоЕС – Хеллісхейді (303 МВт) (рис. 23.19). Поруч з Ісландією за цим показником розташувалися Філіппіни (27 % у загальному балансі). В абсолютному вираженні за встановленою потужністю станцій лідер з геотермальної енергетики – Сполучені Штати Америки, хоча її частка там незначна – 0,3 %. Крім зазначених, інші геотермальні держави – Мексика, Індонезія, Італія, Нова Зеландія, Японія.



Рис. 23.19. Геотермальні електростанції в Ісландії

Третій вид – вітроенергетика – установки, у яких на високій башті обертаються вітряки і обертання через вал передається на генератор. Бувають вітроустановки з вертикальною віссю обертання і горизонтальною.

Так, наприклад, з 2017 р. живлення пасажирських поїздів у Нідерландах повністю переведено на енергію, що виробляється вітром (рис. 23.20).



Рис. 23.20. Електропоїзд залізничної компанії Nederlandse Spoorwegen

Четвертий вид – так звана «морська» енергетика – включає в себе три різновиди (рис. 23.21):

1) хвильову – енергія морських хвиль, що піднімаються і опускаються, перетворюючись в односпрямовану кінетичну, яка обертає вал генератора;

2) припливну – застосовується на узбережжі відкритих морів і океанів. Такі басейни, як Чорне море, для подібних установок не прийнятні. Басейн перекривається греблею, у якій є водопропускні

отвори з гідротурбінами. Приплив – обертання турбін, відлив – знову обертання, і так два рази на добу;

3) температурну – використовується різниця температур верхніх шарів океану з нижніми.

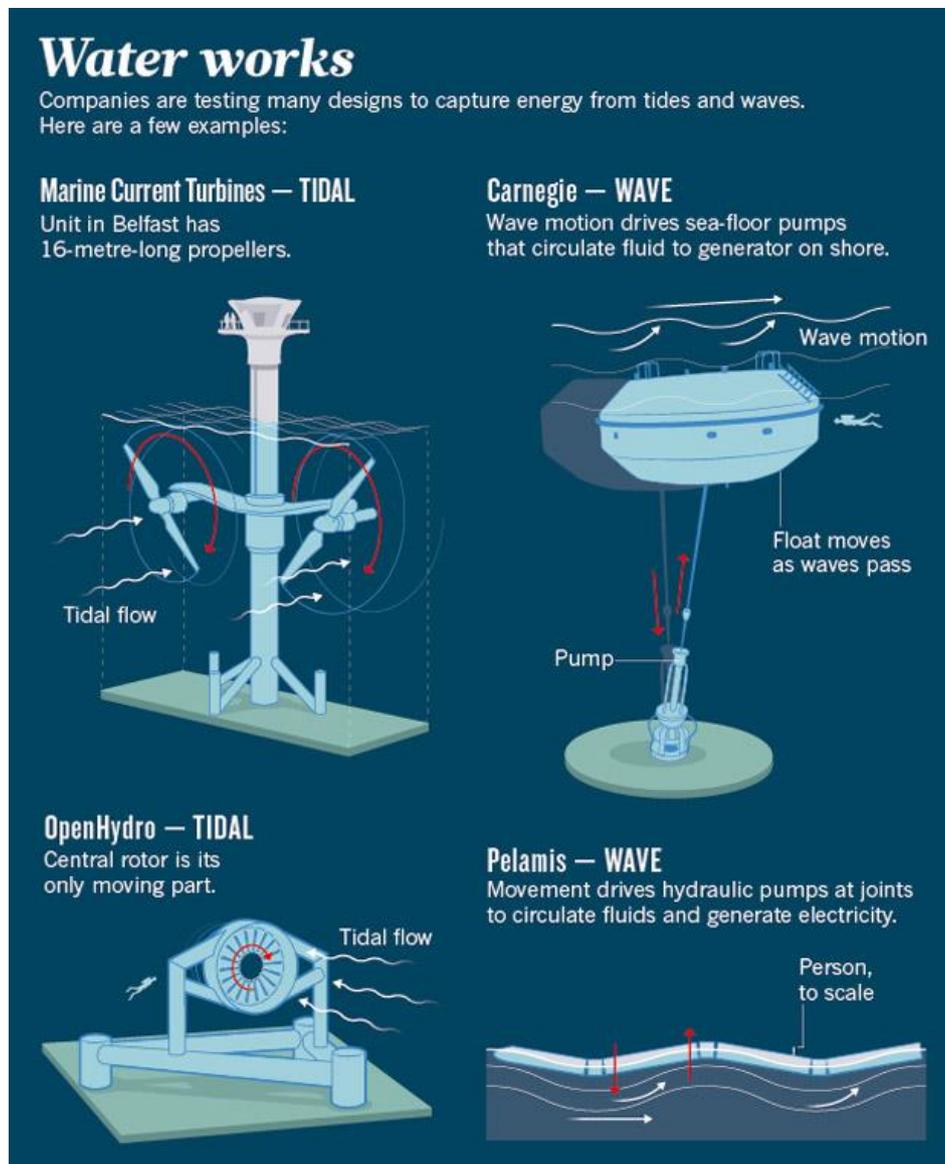


Рис. 23.21. Приклади технологій отримання енергії з океанських припливів і хвиль: 16-метровий пропелер у Белфасті використовує припливні потоки; в Австралії енергія отримується з коливань на океанських хвилях великого поплавця; установка компанії OpenHydro теж використовує припливні потоки, але вже цілком знаходиться під водою; станція компанії Pelamis, що реалізує проект в Единбурзі, складається з буїв, що рухаються, гідравлічні насоси між якими змушують працювати генератор

## Бібліографічний список

1. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. Київ, 2005. 80 с.
2. Проектування систем електропостачання залізниць: навч. посіб. / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
3. Далека В. Х., Нем В. К., Скуріхін В. І. Електропостачання електричного транспорту: навч. посіб. Харків: ХНАМГ, 2012. 68 с.
4. Правила улаштування електроустановок споживачів. Київ, 2011. 180 с.
5. Акімов О. І., Сушко Д. Л. Електричні мережі електрифікованих залізниць: навч. посіб. Харків: УкрДАЗТ, 2012. 278 с.
6. Василега П. О., Сегеда П. О. Електропостачання: навч. посіб. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
7. Електротехніка та електромеханіка систем залізничної автоматики: підручник/ М. М. Бабаєв, М. Г. Давиденко, Г. І. Загарій та ін. Харків: УкрДАЗТ, 2011. 608 с.
8. Сенько В. І., Трубіцин К. В., Чибеліс В. І. Інвертори і перетворювачі частоти: навч. посіб. Київ: Видавництво Ліра-К, 2020. 300 с.
9. Казачковський М. М. Автономні перетворювачі та перетворювачі частоти: навч. посіб. Дніпропетровськ: НГА України, 2000. 197 с.
10. Спеціальні питання електропостачання та електро-захисту електричних мереж залізничних кар'єрів: підручник/ О. М. Сінчук, І. О. Сінчук, А. В. Пироженко, М. Л. Барановська; за ред. О. М. Сінчука. Кременчук: ЧП Щербатих А. В. 2019. 320 с.
11. Сиченко В. Г., Саєнко Ю. Л., Босий Д. О. Якість електричної енергії у тягових мережах електрифікованих залізниць. Дніпропетровськ: ПФ Стандарт-Сервіс, 2015. 344 с.
12. Основи електричної тяги: навч. посібник / В. Х. Далека, П. М. Пушков, В. П. Андрійченко, Ю. В. Мінеєва. Харків: ХНАМГ, 2012. 312 с.
13. Бобирь Д. В., Капіца М. І., Сердюк В. Н. Теорія локомотивної тяги. Тягові розрахунки для промислового залізнич-

ного транспорту: навч. посіб. / за ред. М. І. Капіци; Укр. держ. ун-т науки і технологій, Навч.-наук. ін-т «Дніпров. ін-т інфраструктури і трансп.». Дніпро, 2022. 113 с.

14. Гетьман Г. К. Теорія електричної тяги: підручник: у 2 т. Дніпропетровськ : Акцент ПП, 2014. Т. 1. 580 с.

15. Конструкція та динаміка електричного рухомого складу: підручник / С. В. Панченко, М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк та ін. Харків: УкрДУЗТ, 2018. Ч. 1. – 280 с.

16. Теорія електричних і магнітних кіл: підручник / С. В. Панченко, О. М. Ананьєва, М. М. Бабаєв та ін. Вид. 2ге, випр. та допов. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 246 с.

17. Основи безпечної експлуатації електроустановок : підручник/ С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв та ін. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.

18. Щербак Я. В. Замкнуті системи компенсації неканонічних гармонік напівпровідникових перетворювачів. Харків: ХФД «Транспорт України», 1999. 256 с.

19. Бурбело М. Й. Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання: електронний навч. посіб. комбінованого (локального та мережного ) використання. Вінниця: ВНТУ, 2023. 159 с. URL: [https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2023/Burbelo\\_2023\\_159.pdf](https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2023/Burbelo_2023_159.pdf).

20. Басов Г. Г., Яцько С. І. Розвиток електричного мотор-вагонного рухомого складу. Харків: «Апекс+», 2005. 248 с.

21. Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навч. посіб. Дніпро - петровськ: НГУ, 2015. 540 с.

22. Сиченко В. Г., Кузнецов В. Г., Босий Д. О., Саблін О. І. Енергетика тягових мереж: монографія / за заг. ред. В. Г. Сиченка. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 210 с.

23. Юхимчук В. Д. Умовні графічні позначення елементів на електротехнічних схемах. Харків: НТУ «ХПІ», 2009. 52 с.

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

25. Електричні системи і мережі: навч. посіб. / Ю. В. Мало - гулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця: ВНТУ, 2020. Ч. 1. 206 с.

26. Електробезпека підручник / С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв та ін. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 297 с
27. Акімов О. І., Сушко Д. Л. Техніка високих напруг. Ізоляція залізничного транспорту: навч. посіб. Харків: УкрДАЗТ, 2009. 217 с.
28. Будько В. І., Будько М. О., Козачук О. В. Перетворення та акумулювання енергії відновлюваних джерел: курс лекцій: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Електронні текстові дані (1 файл: 3,72 Мбайт). Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 150 с.
29. Технічна експлуатація електричного транспорту: навч. посіб. / В. Х. Далека, В. Б. Будниченко, Е. І. Карпушин, В. І. Коваленко. Харків: ХНУМГ, 2014. 236 с.
30. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Вид. 2-ге, переробл. і допов. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
31. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>.
32. Малиновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання: навч. посіб. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.
33. Павленко Т. П., Лукашова Н. П. Електропостачання транспорту: навч. посіб. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. 216 с.
34. Toshiba. Railway power supply systems. URL: [www.toshiba-railway.com](http://www.toshiba-railway.com).
35. Костишин В. С., Федорів М. Й., Бацала Я. В. Електрична частина станцій та підстанцій: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 243 с.
36. Друбецька Т. І., Бойко А. М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць: навч. посіб. Дніпро: Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2022. 338 с.
37. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: Вид-во Національного університету «Львівська політехніка», 2007. 488 с.

38. Плешков П. Г., Серебренніков С. В., Петрова К. Г. Телемеханіка та автоматизовані системи управління в електро - енергетиці: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2016. 150 с.
39. Баженов В. М., Одетов М. М. Автоматика електро-установок електроенергетичних систем: навч. посіб. Харків: Планета-Прінт, 2022, 186 с.
40. 3AH47 vacuum circuit-breakers for traction applications. Catalog HG 11/52-2010. URL: [www.siemens.com/energy](http://www.siemens.com/energy).
41. Козярьський Д. П., Майструк Е. В., Козярьський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навч. посіб. Чернівці: Чернівецький нац. ун-т, 2019. Ч. 2. 133 с.
42. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: Вид-во Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
43. Арсен'єв В. М., Козін В. М. Кріогенна техніка: основи теорії і розрахунку циклів кріогенних установок: навч. посіб. Суми : Сумський державний університет, 2021. 272 с.
44. Ковальов І. О., Ратушний О. В. Альтернативні джерела енергії України навч. посіб. Суми: Вид-во СумДУ, 2015. 201 с.
45. Осташевський М. О., Юр'єва О. Ю. Електричні машини і трансформатори: навч. посіб. / за ред. В. І. Мілих. Харків: ФОП Панов А. М., 2017. 452 с.

## Основи теорії змінного струму

При вивченні матеріалу додатка слід мати на увазі, що теорія електричних кіл змінного синусоїдального струму – один з найбільш складних для розуміння розділів електротехніки [16].

**Синусоїдні (синонім – гармонічні) електричні коливання** – це струм, напруга або ЕРС, які змінюються в часі за законом синуса.

Синусоїдний струм як функцію часу задають його значенням у поточний момент часу  $t$ . Це значення називають **миттєвим значенням**:

$$i = I_m \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{T}t + \varphi_1\right) = I_m \cdot \sin(\omega t + \varphi_1).$$

синусоїди від нуля. Аргумент синуса  $\frac{2\pi}{T}t + \varphi_1$  називають **фазою**.

Кут  $\varphi_1$  дорівнює величині фази при  $t=0$  і тому названий **початковою фазою** струму. Синус – періодична функція, з періодом  $2\pi$ . При зміні  $t$  від деякого  $t_0$  до  $t_0 + T$  приріст фази якраз і складе  $2\pi$ . Тому параметр  $T$  названий **періодом синусоїдного коливання**. Величина  $\omega = 2\pi/T$  числово дорівнює приросту фази (тобто кута) за одну секунду і має назву **кутової частоти**. Її одиницею вимірювання є радіан в секунду (рад/с). Величина  $f = 1/T$  дорівнює кількості періодів струму, які приходяться на проміжок часу тривалістю в одну секунду і має назву **частоти**. Одиницею вимірювання частоти є герц (Гц). Очевидно, що  $\omega = 2\pi f$ .

На рис. Д.1.1 зображено графік двох синусоїдних струмів однакової частоти, але з різними амплітудами та початковими фазами:

$$i_1 = I_{m1} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{11}),$$

$$i_2 = I_{m2} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{12}).$$

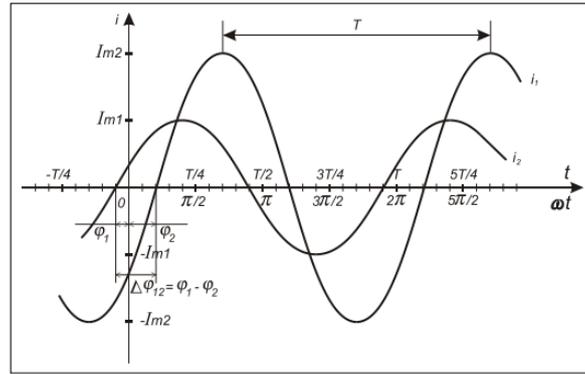


Рис.Д.1.1. Синусоїдні струми однакової частоти, але з різними амплітудами та початковими фазами

Якщо в кількох синусоїдних функціях, які мають однакою частоту, початки синусоїд не збігаються, то кажуть, що ці функції зсунуті за фазою одна відносно другої. Якщо в синусоїдних коливаннях, які мають однакою частоту, є однаковими й початкові фази, то ці коливання співпадають за фазою (синфазні); якщо  $\pi \pm \varphi \Delta$ , то ці коливання протилежні за фазою (протифазні).

Усе, що наведене вище про струми, відноситься й до синусоїдних напруг, миттєві значення яких записуються як

$$u = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi_U),$$

та до синусоїдних ЕРС, миттєві значення яких записують як

$$e = E_m \cdot \sin(\omega t + \varphi_E).$$

При цьому кут зсуву фаз визначають не тільки між двома струмами, але й між двома напругами, між двома ЕРС, між струмом та напругою, струмом та ЕРС, напругою та ЕРС.

### Діюче та середнє значення

Тепер введемо, на прикладі струму, такий важливий параметр синусоїдних коливань, як діюче значення. Це середньоквадратичне значення коливання за один період:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt}.$$

Піднесемо обидві частини цього виразу до квадрату та помножимо їх на деякий довільний опір  $R$ :

$$I^2 R = R \frac{1}{T_0} \int i^2 dt$$

або

$$I^2 RT = R \frac{1}{T_0} \int i^2 \cdot R dt.$$

Зліва маємо енергію, яку виділяє деякий постійний струм силою  $I$  в резисторі  $R$  за час  $T$ . Справа маємо енергію, яку виділяє синусоїдний струм  $i$  в тому ж резисторі за той же час. Але ж  $T$  – це величина періоду цього струму. Отже, діюче значення синусоїдного струму числово дорівнює силі такого постійного струму, який за час одного періоду цього синусоїдного струму виділяє в деякому опорі стільки ж тепла, як і цей синусоїдний струм.

$$I^2 = \frac{1}{T_0} \int i^2 dt = \frac{I_m^2}{T_0} \int \sin^2(\omega t + \varphi_I) dt = \frac{I_m^2}{2}.$$

Тому діюче та амплітудне значення синусоїдного струму зв'язані співвідношенням

$$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \approx 0,707 \cdot I_m.$$

Аналогічно визначається діюче значення синусоїдної напруги та синусоїдної ЕРС:

$$U = U_m / \sqrt{2}, \quad E = E_m / \sqrt{2}.$$

**Середнє за період значення  $I_0$**  синусоїдного струму дорівнює нулю, бо

$$I_0 = \frac{1}{T_0} \int i dt = \frac{I_m}{T_0} \int \sin(\omega t + \varphi_I) dt = 0.$$

Те ж саме відноситься й до середніх за період значень синусоїдних напруги та ЕРС.

## Основні відомості про комплексні числа

### Комплексне зображення синусоїдних функцій часу.

Комплексне число – це число виду  $\underline{A}=a+jb$ , де  $a$  та  $b$  – дійсні числа, а  $j=\sqrt{-1}$  – так звана уявна одиниця. Величину  $a$  називають дійсною частиною комплексного числа (умовне позначення  $a=\text{Re}\{\underline{A}\}$ ), величину  $b$  називають уявною частиною комплексного числа (умовне позначення  $b=\text{Im}\{\underline{A}\}$ ).

В радіоелектроніці комплексне число позначають літерою з підкреслюванням.

Вираз  $\underline{A}$  являє собою алгебраїчну форму запису комплексного числа. Розглянемо площину з декартовими прямокутними координатами, в яких вісь абсцис є віссю дійсних чисел, а вісь ординат – віссю уявних чисел. З алгебраїчної форми запису випливає графічне зображення комплексного числа  $\underline{A}$  у вигляді точки з координатами  $(a, b)$  (рис. Д.1.2).

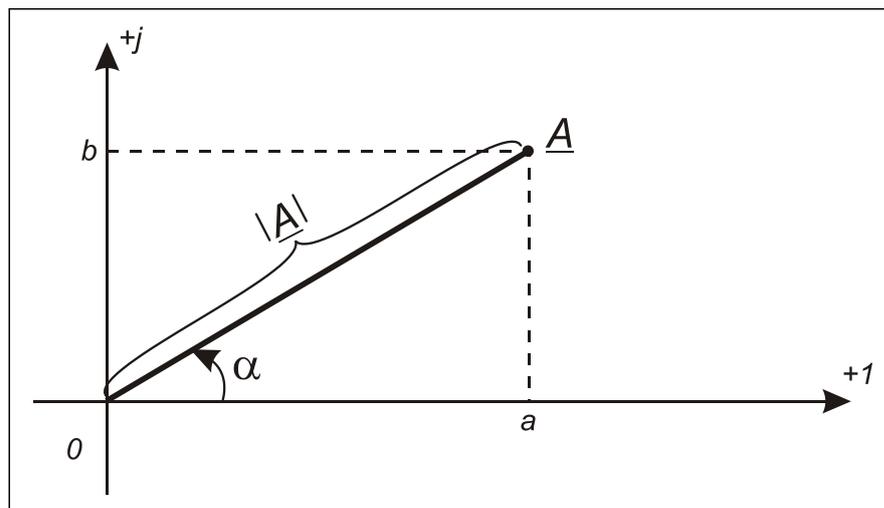


Рис. Д.1.2. Графічне зображення комплексного числа

Розглянемо нижній з двох прямокутних трикутників, наявних на рис. 4.2. Довжина катета, який розташовано на осі дійсних чисел, дорівнює  $a$ , а довжина катета, який розташовано на осі уявних чисел, дорівнює  $b$ , тому гіпотенуза  $\underline{OA}$  дорівнює  $\sqrt{a^2 + b^2}$ . Позначимо її як  $|\underline{A}|$ . Ця гіпотенуза утворює кут  $\alpha$ .

з віссю дійсних чисел, тому з того ж прямокутного трикутника випливає, що  $\alpha = \arctg \frac{b}{a}$ ,  $a = |\underline{A}| \cos \alpha$ ,  $b = |\underline{A}| \sin \alpha$ , а отже

$$\underline{A} = |\underline{A}| \cos \alpha + j |\underline{A}| \sin \alpha = |\underline{A}| (\cos \alpha + j \sin \alpha).$$

Останній вираз називають тригонометричною формою запису комплексного числа, величину  $|\underline{A}|$  називають модулем або абсолютною величиною комплексного числа  $|\underline{A}|$ , а величину  $\alpha$  аргументом комплексного числа  $\underline{A}$ .

Використання формули Ейлера

$$e^{\pm j\alpha} = \cos \alpha \pm j \sin \alpha$$

дозволяє перейти від тригонометричної форми запису комплексного числа до його показникової (експоненціальної) форми запису

$$\underline{A} = |\underline{A}| e^{j\alpha}.$$

Звідси випливає ще один спосіб графічного зображення комплексного числа – його зображення у вигляді вектора довжиною  $|\underline{A}|$ , спрямованого під кутом  $\alpha$  до позитивного напрямку осі дійсних чисел.

Для переходу від алгебраїчної форми запису до показникової форми запису використовують такі співвідношення:

$$|\underline{A}| = \sqrt{a^2 + b^2};$$

$$\alpha = \begin{cases} \arctg \frac{b}{a}, & \text{якщо } \alpha \geq 0 \text{ (тобто коли точка } \underline{A} \text{ лежить в 1-й або} \\ & \text{4-й чверті комплексної площини),} \\ \pi + \arctg \frac{b}{a}, & \text{якщо } \alpha < 0 \text{ (тобто коли точка } \underline{A} \text{ лежить в 2-й або} \\ & \text{3-й чверті комплексної площини).} \end{cases}$$

Отже,  $\underline{A} = a + jb = |\underline{A}| e^{j\alpha}$ . Число  $\underline{A}^*$  називають комплексно-спряженим числом  $\underline{A}$ , якщо  $\underline{A}^* = a - jb = |\underline{A}| \cdot e^{-j\alpha}$ .

Додавання та віднімання комплексних чисел виконують, попередньо привівши їх до алгебраїчної форми запису:

$$\underline{A}_1 = a_1 + j\epsilon_1, \quad \underline{A}_2 = a_2 + j\epsilon_2;$$

$$\underline{C} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 = (a_1 + a_2) + j(\epsilon_1 + \epsilon_2);$$

$$\underline{D} = \underline{A}_1 - \underline{A}_2 = (a_1 - a_2) + j(\epsilon_1 - \epsilon_2).$$

Ці операції можна також виконати графічно (з точністю, обмеженою точністю графічних побудовань), користуючись правилами додавання та віднімання векторів (рис. Д.1.3).

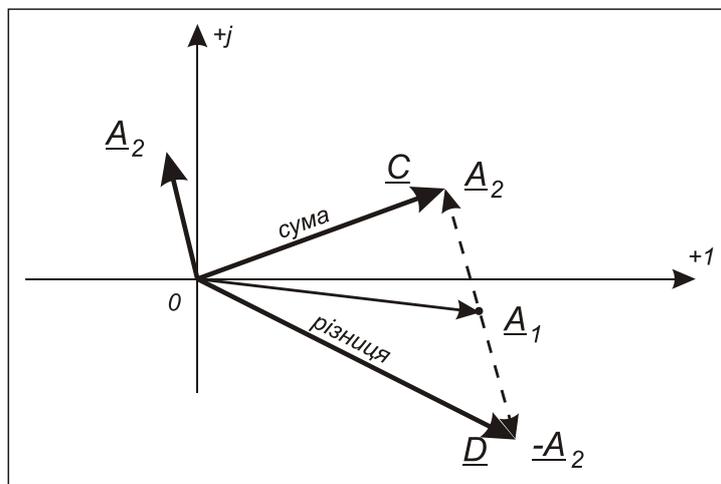


Рис. Д.1.3. Графічне зображення додавання та віднімання комплексних чисел

Множення комплексних чисел виконують як в алгебраїчній, так і в показниковій формі запису:

$$\underline{A}_3 = \underline{A}_1 \bullet \underline{A}_2 = (a_1 + \epsilon_1) \cdot (a_2 + j\epsilon_2) = a_1a_2 + j \cdot j\epsilon_1\epsilon_2 + j\epsilon_1a_2 + ja_1\epsilon_2 =$$

$$= (a_1a_2 - \epsilon_1\epsilon_2) + j(a_1\epsilon_2 + \epsilon_1a_2) = a_3 + j\epsilon_3,$$

де  $j \cdot j = -1$ ;

$$\underline{A}_3 = \underline{A}_1 \cdot \underline{A}_2 = |\underline{A}_1|e^{j\alpha_1} \cdot |\underline{A}_2|e^{j\alpha_2} = |\underline{A}_1| \cdot |\underline{A}_2| \cdot e^{j(\alpha_1 + \alpha_2)} = |\underline{A}_3|e^{j\alpha_3}.$$

Ділення комплексних чисел теж можна виконувати як в алгебраїчній, так і в показниковій формі запису.

$$\underline{\mathbf{A}}_3 = \frac{\underline{\mathbf{A}}_1}{\underline{\mathbf{A}}_2} = \frac{a_1 + j\mathbf{v}_1}{a_2 + j\mathbf{v}_2} = (\text{домножимо чисельник та знаменник на комплексно-спряжене число}) = \frac{(a_1 + j\mathbf{v}_1)(a_2 - j\mathbf{v}_2)}{(a_2 + j\mathbf{v}_2)(a_2 - j\mathbf{v}_2)} = \frac{a_1 a_2 + \mathbf{v}_1 \mathbf{v}_2}{a_2^2 + \mathbf{v}_2^2} + j \frac{\mathbf{v}_1 a_2 - a_1 \mathbf{v}_2}{a_2^2 + \mathbf{v}_2^2} = a_3 + j\mathbf{v}_3;$$

$$\underline{\mathbf{A}}_3 = \frac{\underline{\mathbf{A}}_1}{\underline{\mathbf{A}}_2} = \frac{|\underline{\mathbf{A}}_1| e^{j\alpha_1}}{|\underline{\mathbf{A}}_2| e^{j\alpha_2}} = \frac{|\underline{\mathbf{A}}_1|}{|\underline{\mathbf{A}}_2|} e^{j(\alpha_1 - \alpha_2)} = |\underline{\mathbf{A}}_3| e^{j\alpha_3}.$$

Звичайно множення та ділення зручніше виконувати в показниковій формі запису.

Зауважимо, що згідно з формулами Ейлера, маємо:

$$e^{j\frac{\pi}{2}} = \cos \frac{\pi}{2} + j \cdot \sin \frac{\pi}{2} = j,$$

$$e^{-j\frac{\pi}{2}} = \cos \frac{\pi}{2} - j \sin \frac{\pi}{2} = -j.$$

Тоді

$$j\underline{\mathbf{A}} = e^{j\frac{\pi}{2}} \cdot |\underline{\mathbf{A}}| e^{j\alpha} = |\underline{\mathbf{A}}| \cdot e^{j(\alpha + \frac{\pi}{2})}$$

$$-j\underline{\mathbf{A}} = e^{-j\frac{\pi}{2}} \cdot |\underline{\mathbf{A}}| e^{j\alpha} = |\underline{\mathbf{A}}| \cdot e^{j(\alpha - \frac{\pi}{2})}.$$

Звідси випливає, що множення числа  $\underline{\mathbf{A}}$  на  $j$  призводить до того, що вектор добутку утворюється з вектора  $\underline{\mathbf{A}}$  шляхом повороту останнього на  $\frac{\pi}{2}$  проти годинникової стрілки без зміни довжини вектора. Множення ж на  $(-j)$  числа  $\underline{\mathbf{A}}$  утворює вектор добутку шляхом повороту вектора  $\underline{\mathbf{A}}$  за годинниковою стрілкою. Ці результати ілюстровані рис. Д.1.4.

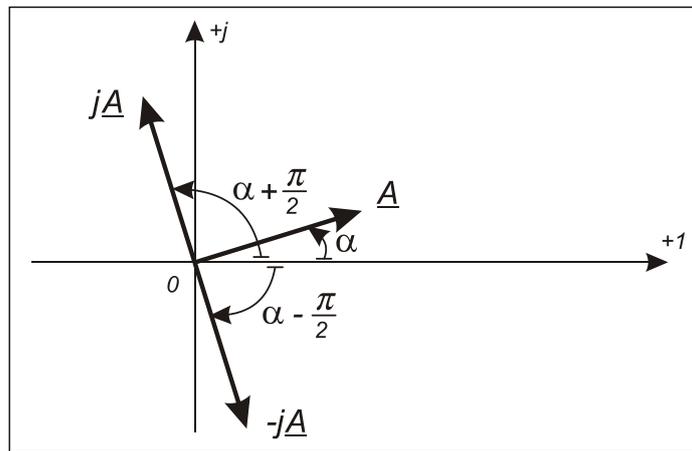


Рис. Д.1.4. Графічне зображення множення комплексних чисел

Взагалі, множення комплексного числа на  $e^{j\beta}$  призводить до повороту вектора, який зображує це число, на кут  $\beta$  проти годинникової стрілки, якщо  $\beta > 0$ , або за годинниковою стрілкою, якщо,  $\beta < 0$ . Отже, якщо кут повороту  $\beta$  є пропорційним часу, тобто  $\beta = \omega t$ , то множення комплексного числа  $\underline{A}$  на  $e^{j\omega t}$  призведе до утворення нового вектора  $\underline{B} = \underline{A} \cdot e^{j\omega t}$ , який являє собою той же вектор  $\underline{A}$ , який безупинно обертається проти годинникової стрілки з кутовою частотою  $\omega$ , - так званий обертовий вектор.

## Довгі лінії

Коло з розподіленими параметрами. Довга лінія (рис. Д.2.1).

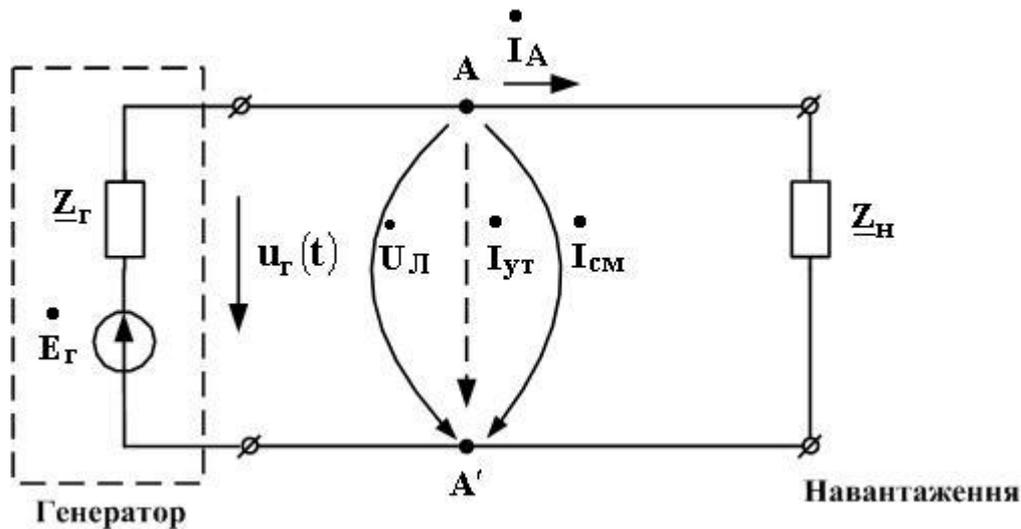


Рис.Д.2.1. Довга лінія

Зазначимо такі факти:

- 1) активний опір реального проводу не дорівнює нулю;
- 2) міжпровідна ізоляція не є ідеальною, тобто міжпровідна

напруга  $\dot{U}_L$ , що діє між будь-якими точками А та А', викликає в ізоляції струм витоку  $\dot{I}_{UT}$ ;

3) кожні два маленькі відрізки проводу утворюють немовби пару пластин конденсатора. Як відомо з курсу фізики, під дією змінної напруги (в нашому випадку це  $\dot{U}_L$ ) між пластинами протікає струм зміщення (струм  $\dot{I}_{CM}$  на рис. Д.2.1.);

4) струм  $\dot{I}_L$ , що протікає проводом, створює навкруги нього магнітне поле, яке має певну енергію. Але ж накопичення енергії магнітного поля – це риса, притаманна індуктивному елементу електричного кола. Тому кожному відрізку проводу можна приписати деяку власну індуктивність. Оскільки ж магнітне поле

одного проводу охоплює й сусідній провід, то між проводами є ще й взаємна індуктивність.

Оскільки опори та індуктивності проводів, провідність витoku ізоляції, ємнісний та індуктивний зв'язки неперервно розподілені вздовж кола, зображеного на рис. Д.2.1, то його прийнято називати **колом з розподіленими параметрами**.

Однак виявляється, що в просторі розподілені не тільки параметри кола, але й електричні (точніше – електромагнітні) процеси. Як відомо, струми та напруги в колі викликані електромагнітним полем, яке поширюється в цьому колі як у скеровуючій конструкції. Швидкість  $v$  цього поширення є нескінченною. Позначимо довжину лінії, що з'єднує генератор та навантаження на рис.Д.2.1. як  $\ell$ , а миттєве значення напруги на затискачах генератора як  $u_r(t) = U_m \cdot \cos \omega t$ .

В момент часу  $t_1 = 0$  маємо  $u_r(t_1) = U_m$ . Це миттєве значення дійде до навантаження тільки в момент часу  $t_2 = t_1 + \frac{\ell}{v} = \frac{\ell}{v}$ . Але в цей момент на затискачах генератора напруга вже дорівнюватиме  $u_r(t_2) = U_m \cdot \cos\left(\omega \frac{\ell}{v}\right)$ , що не співпадає з  $u_r(t_1)$ . Тобто в один і той самий момент часу  $t_2$  напруги на генераторі та на навантаженні є *різними* навіть якщо вважати опори проводів такими, що дорівнюють нулю (раніше ми вважали б, що в такому випадку для кола з рис.Д.2.1. напруга на навантаженні співпадає з  $u_r(t)$ ). Очевидно, що цей висновок справедливий не тільки для місця розташування затискачів навантаження, але й для будь-якого іншого перерізу<sup>1</sup> лінії, який не співпадає із затискачами генератора. Отже, з *причини скінченності швидкості  $v$*  напруга (а звідси – й струм) є функцією не тільки часу, але й функцією просторового розташування перерізу лінії, в якому цю напругу вимірюють.

Як ми побачили, затримка сигналу в лінії складає  $\Delta t = t_2 - t_1 = \ell / v$ . Швидкість поширення будь-якої хвилі пов'язана з її довжиною  $\lambda_{\text{л}}$  та частотою  $f$  сигналу відомим з курсу фізики співвідношенням  $v = \lambda_{\text{л}} \cdot f$ . Звідси маємо, що  $\Delta t = \ell / (f \cdot \lambda_{\text{л}})$ . Якщо частота  $f$  є незмінною, то величина  $\Delta t$  затримки прямуватиме до

---

<sup>1</sup> Переріз лінії – це пара точок уявного поперечного розрізу лінії.

нуля (буде знехтувано малою) за умови, що  $\frac{\ell}{\lambda_{\text{Д}}} \rightarrow 0$ , тобто  $\ell \ll \lambda_{\text{Д}}$ .

Якщо ж  $\ell$  ненабагато відрізняється від величини  $\lambda_{\text{Д}}$  (кажуть, що  $\ell$  та  $\lambda_{\text{Д}}$  є величинами *одного порядку*) або є більшою від величини  $\lambda_{\text{Д}}$ , то затримкою знехтувати не можна.

Електричні кола з розподіленими параметрами, довжина яких більша або того ж порядку, що й довжина електромагнітної хвилі в них, називають **довгими лініями** (іноді – електричними лініями).

Більш загальним випадком, ніж довга лінія, є так звана хвильова система. Для вирішення питання, чи є дане коло хвильовою системою, треба аналогічно вищенаведеному чином порівняти з робочою довжиною хвилі не тільки довжину конструкції, але й кожний важливий для роботи цієї конструкції її розмір (наприклад, відстань між проводами на рис. Д.2.1).

Зауважимо, що межу між колом, яке слід вважати довгою лінією, та колом, яке не є нею, в загальному випадку чітко визначити не можна; все залежить від конкретної практичної ситуації. Якщо знехтування розподілом параметрів та затримкою сигналу при розрахунку та виготовленні певної частини електричного пристрою (системи) не призводить до виходу її експлуатаційних параметрів за допустимі межі, то ця частина пристрою (системи) в даному випадку не є довгою лінією. Якщо ж вищевказане знехтування веде до занадто неточного функціонування приладу (системи) або взагалі унеможливорює його роботу, то дана частина є довгою лінією.

До довгої лінії як до цілого не є застосовними закони Кірхгофа, бо вони сформульовані без врахування вищевказаної затримки сигналу та без врахування розподілу вздовж лінії (або й по інших її вимірах) опорів, ємностей та індуктивностей її провідників.

Схема заміщення елементарного відрізу довгої лінії. Первинні параметри довгої лінії.

Розіб'ємо в уяві довгу лінію на відрізки довжиною  $\Delta x$  кожний і розглянемо один з таких відрізків, правий кінець якого розташований на відстані  $x$  від навантаження (рис.Д.2.2).

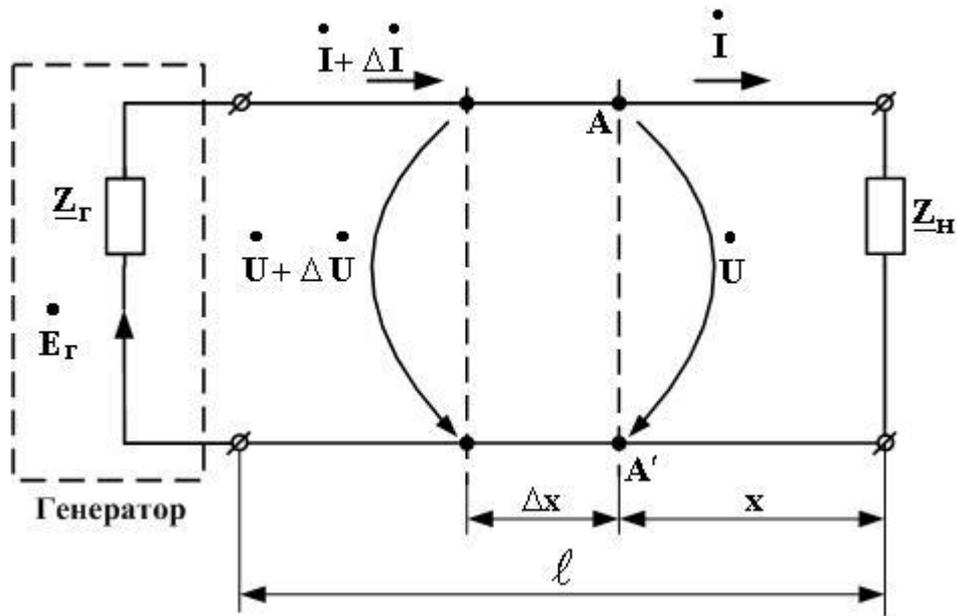


Рис.Д.2.2. Схема заміщення елементарного відрізу довгої лінії

Вважатимемо, що величина  $\Delta x$  набагато менша від довжини  $\lambda_{\text{Д}}$  хвилі в лінії (такий відрізок називають елементарним). Тоді, за умови  $\Delta x \ll \lambda_{\text{Д}}$ , для цього відрізка закони Кірхгофа можна вважати вірними з високим ступенем точності. Щоб скористатися цим фактом, побудуємо схему деякого кола, що має ті ж електричні властивості, що й елементарний відрізок. Якщо віднести активний опір та індуктивність до одного (верхнього) проводу, то щойно вказаним вимогам відповідає схема, наведена на рис.Д.2.3.

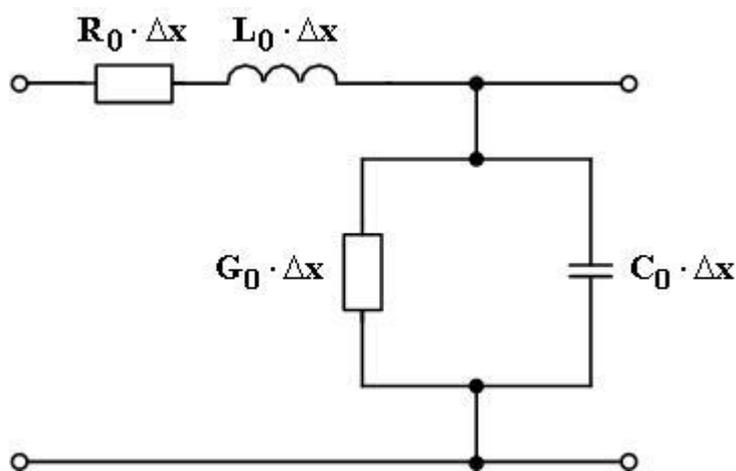


Рис.Д.2.3. Розрахункова схема заміщення елементарного відрізу довгої лінії

Величини  $R_0, L_0, G_0, C_0$ , вказані на цій схемі, дістали назву **первинних параметрів довгої лінії**. Їх фізичний сенс такий:

1)  $R_0$  – опір відрізка проводу одиничної довжини (звичайно це один кілометр або один метр). Величину  $R_0$  вимірюють в  $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

або  $\frac{\text{Ом}}{\text{м}}$ ;

2)  $G_0$  – провідність міжпроводної ізоляції на відрізку одиничної довжини (1 км або 1 м). Величину  $G_0$  вимірюють в  $\frac{\text{См}}{\text{км}}$

або  $\frac{\text{См}}{\text{м}}$ ;

3)  $L_0$  – індуктивність (вона враховує й взаємну індуктивність) відрізка одиничної довжини (1 км або 1 м).

Величину  $L_0$  вимірюють в  $\frac{\text{Гн}}{\text{км}}$  або  $\frac{\text{Гн}}{\text{м}}$ ;

4)  $C_0$  – ємність відрізка одиничної довжини (1 км або 1 м).

Величину  $C_0$  вимірюють у  $\frac{\text{Ф}}{\text{км}}$  або  $\frac{\text{Ф}}{\text{м}}$  (на практиці це тисячні або менші частки фарада на кілометр).

Довга лінія, яку ми розглядаємо, складається з двох проводів (*є двопровідною*). Якщо матеріал проводів та матеріал ізоляції мають постійні властивості вздовж усієї лінії, а відстань між проводами, їх форма та діаметр теж постійні вздовж усієї лінії, то таку лінію називають **однорідною** двопровідною довгою лінією. Її первинні параметри також постійні вздовж усієї лінії.

Вважатимемо, що лінія знаходиться в усталеному режимі синусоїдних коливань з частотою  $\omega$ . Введемо позначення

$$\underline{Z}_0 = R_0 + j\omega L_0,$$

$$\underline{Y}_0 = G_0 + j\omega C_0$$

і, використавши їх, перейдемо від схеми заміщення, зображеної на рис.Д.2.3, до більш компактної схеми (рис.Д.2.4).

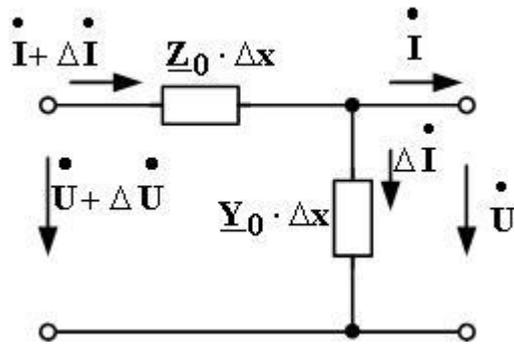


Рис.Д.2.4. Спрощена схема заміщення елементарного відрізу довгої лінії

зазначимо, що енергія поширюється вздовж лінії зліва (там розташовано генератор) направо (там розташовано навантаження).

Тому на рис.Д.2.4 показано, що напруга  $\dot{U}$  на виході елементарного відрізка є меншою від напруги  $\dot{U} + \Delta \dot{U}$  на його вході з причини падіння напруги на опорі  $\underline{Z}_0 \cdot \Delta x$ . Також на рис.Д.2.4 показано, що струм  $\dot{I}$  на виході елементарного відрізка є меншим від струму  $\dot{I} + \Delta \dot{I}$  на його вході з причини відтікання частини струму крізь провідність  $\underline{Y}_0 \cdot \Delta x$ .

Знайдемо співвідношення, які пов'язують комплекси діючих значень напруги  $\dot{U}$  та струму  $\dot{I}$  в будь-якому перерізі лінії з відстанню  $x$ , на якій цей переріз знаходиться від навантаження (наприклад, переріз А-А' на рис.Д.2.2).

Для початку зауважимо, що згідно з другим законом Кірхгофа для кола з рис.13.4 є справедливою рівність

$$\dot{U} + \Delta \dot{U} = \left( \dot{I} + \Delta \dot{I} \right) \cdot \underline{Z}_0 \cdot \Delta x + \dot{U},$$

звідки випливає, що

$$\Delta \dot{U} = \dot{I} \underline{Z}_0 \cdot \Delta x + \underline{Z}_0 \cdot \Delta x \cdot \Delta \dot{I}.$$

Спрямуємо  $\Delta x$  до нуля. При цьому всі прирости замінюються диференціалами:

$$d\dot{U} = \dot{I} \underline{Z}_0 \cdot dx + \underline{Z}_0 dx d\dot{I}.$$

Нехтуючи добутком диференціалів як величиною вищого порядку малості, отримуємо з останнього виразу, що

$$\frac{d\dot{U}}{dx} = \dot{I} \cdot \underline{Z}_0.$$

З першим законом Кірхгофа для кола з рис.Д.2.4 є справедливою рівність

$$\dot{I} + \Delta \dot{I} = \dot{I} + \dot{U} \cdot \underline{Y}_0 \cdot \Delta x,$$

звідки випливає, що

$$\Delta \dot{I} = \dot{U} \cdot \underline{Y}_0 \cdot \Delta x.$$

Спрямувавши  $\Delta x$  до нуля і замінивши при цьому всі прирости на диференціали, отримаємо з останнього виразу, що

$$\frac{d\dot{I}}{dx} = \dot{U} \cdot \underline{Y}_0.$$

Виведемо співвідношення, які пов'язують із координатою  $x$  тільки напругу (або тільки струм).

$$\frac{d^2 \dot{U}}{dx^2} = \underline{Z}_0 \cdot \frac{d\dot{I}}{dx}.$$

$$\frac{d^2 \dot{U}}{dx^2} = \underline{Z}_0 \cdot \underline{Y}_0 \cdot \dot{U}.$$

Введемо новий параметр

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}_0 \cdot \underline{Y}_0}.$$

З його урахуванням отримаємо:

$$\frac{d^2 \dot{U}}{dx^2} = \underline{\gamma}^2 \cdot \dot{U}.$$

Аналогічним чином, дістанемось рівняння, яке пов'язує з координатою  $x$  тільки величину  $\dot{I}$  комплексу діючого значення струму:

$$\frac{d^2 \dot{I}}{dx^2} = \underline{\gamma}^2 \cdot \dot{I}.$$

Отримані рівняння називають рівняннями Гельмгольца. Вони описують *усталений* режим синусоїдних електричних коливань у довгій лінії.

## ТРИФАЗНІ КОЛА

В техніці широко використовують об'єднання в одне коло кількох подібних за структурою кіл синусоїдного струму однієї частоти з незалежними джерелами енергії. Кола, які об'єднуються, називають фазами. Всю систему таких кіл називають багатофазною системою. Найбільш розповсюдженою є трифазна система завдяки технічній раціональності та ефективності відповідно електропостачального обладнання та трифазних споживачів (наприклад, дуже простими, надійними та дешевими є трифазні асинхронні електродвигуни).

Для створення трифазної системи електрорухомих сил (ЕРС) використовують спеціальний трифазний генератор, поперечний переріз якого схематично зображений на рис. Д.3.1. В пазах нерухокої частини генератора укладено ізольовані одна від одної обмотки – фазні обмотки (фази) генератора. При обертанні магніту (ротора) в цих обмотках індуються синусоїдні фазні ЕРС, часові діаграми яких і зображено на рис. Д.3.2.

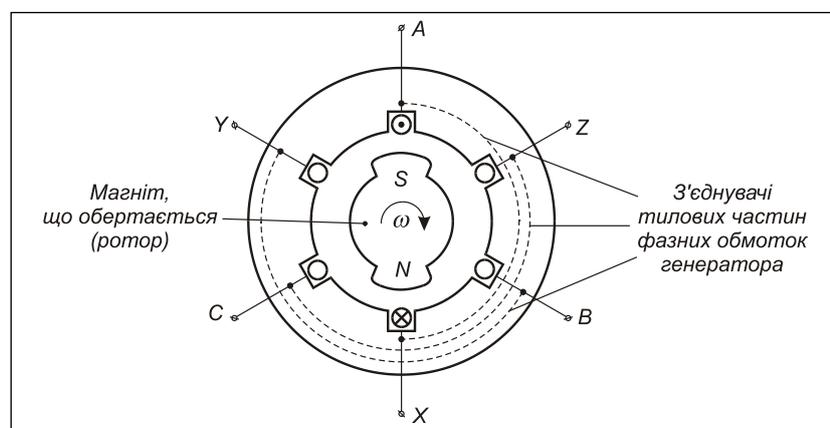


Рис. Д.3.1. Спрощений поперечний переріз трифазного генератора

Початки фаз трифазного генератора прийнято позначати як **A**, **B**, **C**., (кінці фазних обмоток – відповідно як **X**, **Y**, **Z**).

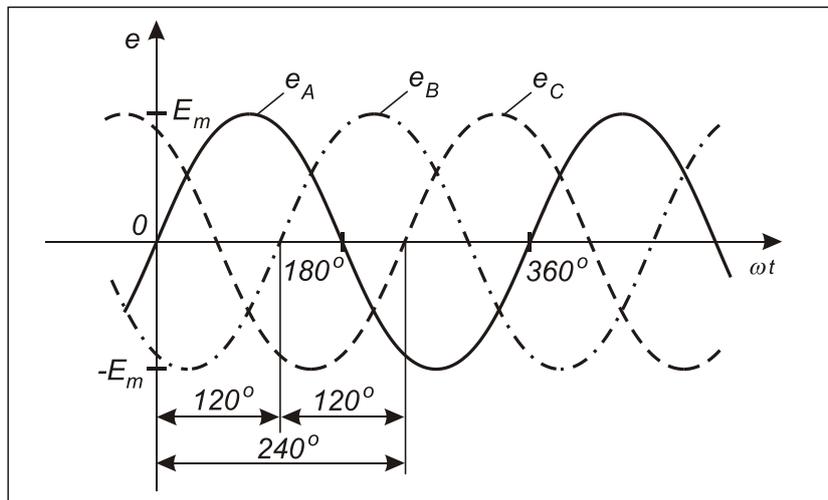


Рис. Д.3.2. Часові діаграми синусоїдальних фазних ЕРС

Послідовність у позначенні фаз генератора відповідає послідовності проходження кожної ЕРС через одне й те ж саме значення, тобто відповідає порядку чергування фаз. Зображений на рис. Д.3.2. порядок називають прямим або нормальним. За такого порядку миттєві значення ЕРС фаз генератора (фазних ЕРС) записуються як

$$\begin{aligned} e_A &= E_m \cdot \sin \omega t, \\ e_B &= E_m \cdot \sin(\omega t - 120^\circ), \\ e_C &= E_m \cdot \sin(\omega t - 240^\circ) = E_m \cdot \sin(\omega t + 120^\circ). \end{aligned}$$

Цим виразам відповідають такі співвідношення для комплексних амплітуд:

$$\begin{aligned} \underline{E}_{mA} &= E_m e^{j0^\circ}, \\ \underline{E}_{mB} &= E_m e^{-j120^\circ}, \\ \underline{E}_{mC} &= E_m e^{-j240^\circ} = E_m e^{j120^\circ}. \end{aligned}$$

Відповідну векторну діаграму зображено на рис. Д.3.3.

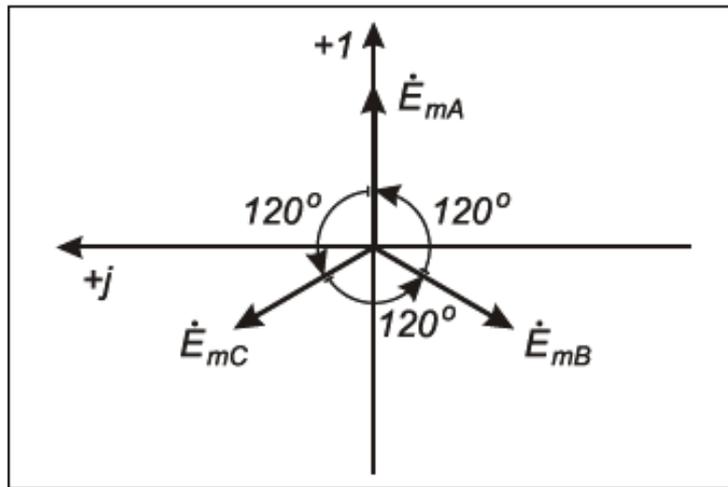


Рис. Д.3.3. Векторна діаграма комплексних амплітуд ЕРС

Існують два основних види з'єднання фаз генератора та приймачів енергії: з'єднання “зіркою” та з'єднання “трикутником” (рис. Д.3.4,а та рис. Д.3.5,а, на яких обмотки зображені у вигляді відповідних ЕРС, які вони генерують). Кола, схеми яких зображено на рис. Д.3.4,а та Д.3.5,а – це зв'язані трифазні кола. Неважко побачити, що їх утворено із так званих незв'язаних трифазних кіл, схеми яких зображено на рис. Д.3.4,б та Д.3.5,б, шляхом об'єднання проводів, накреслених поруч. Такий перехід дозволяє отримати велику економію у витратах проводу.

При з'єднанні зіркою кінці X, Y та Z фаз генератора зводять до загальної точки – нейтральної або нульової точки N генератора. Аналогічно кінці віток навантаження теж зводять до загальної точки – нейтральної або нульової точки навантаження. Провід, який з'єднує нейтральні точки генератора та навантаження, називають нейтральним або нульовим проводом. Усі інші проводи називають лінійними проводами.

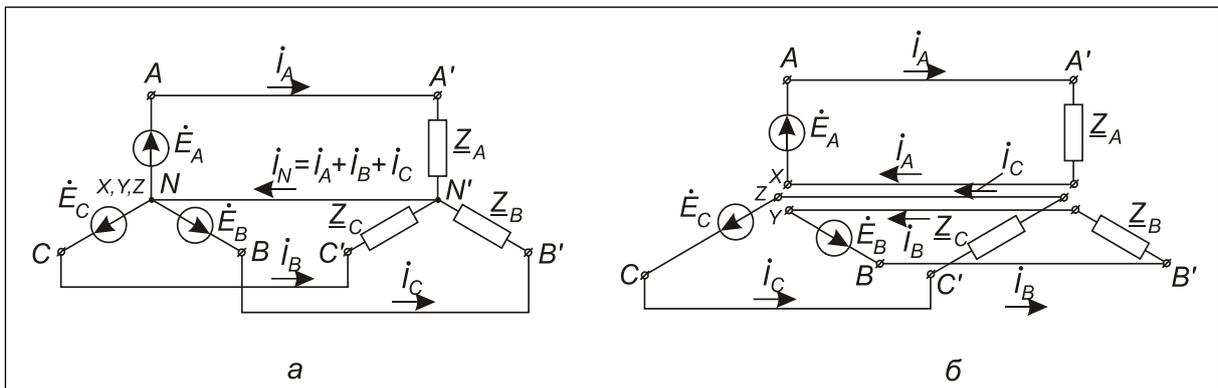


Рис. Д.3.4. З'єднання фаз генератора та приймачів енергії “зіркою”

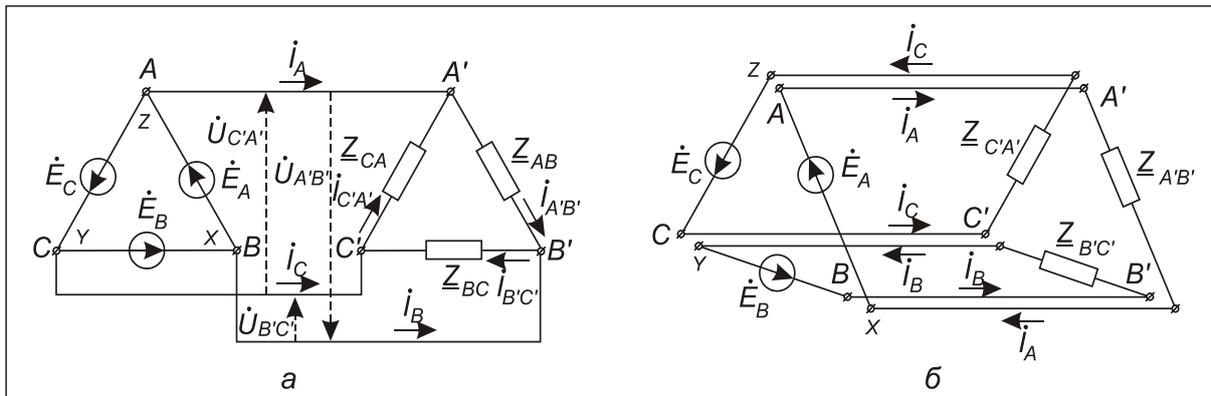


Рис. Д.3.5. З'єднання фаз генератора та приймачів енергії “трикутником”

При з'єднанні трикутником обмотки фаз генератора вмикають послідовно так, щоб кінець однієї обмотки був з'єднаний з початком другої обмотки.

Можливі й інші варіанти з'єднання генератора з навантаженням: “зірка – трикутник” або “трикутник – зірка”. В будь-якому випадку промені зірки або сторони трикутника навантаження називають фазами навантаження, а відповідні опори – фазними опорами.

Напруги на фазах генератора та навантаження називають фазними напругами, а струми в цих фазах – фазними струмами

Напруги між лінійними проводами називають лінійними напругами, а струми в лінійних проводах – лінійними струмами.

## З'єднання генератора та навантаження за схемою “зірка”

Таке з'єднання найчастіше використовують у випадках несиметричного навантаження. Розглянемо реальний випадок, коли мають місце не тільки несиметричне навантаження, але й не рівні нулю опори  $\underline{Z}_\pi$  лінійних проводів та  $\underline{Z}_0$  нульового проводу (рис. Д.3.6). Нехай за симетричної системи ЕРС відомі всі параметри генератора, а також всі опори проводів та навантаження. Треба знайти величини всіх струмів. Неважко бачити, що коло, схему якого зображено на рис. Д.3.6, є колом з двома вузлами ( $N$  та  $N'$ ). Тому ми маємо можливість застосувати для розрахунку метод двох вузлів.

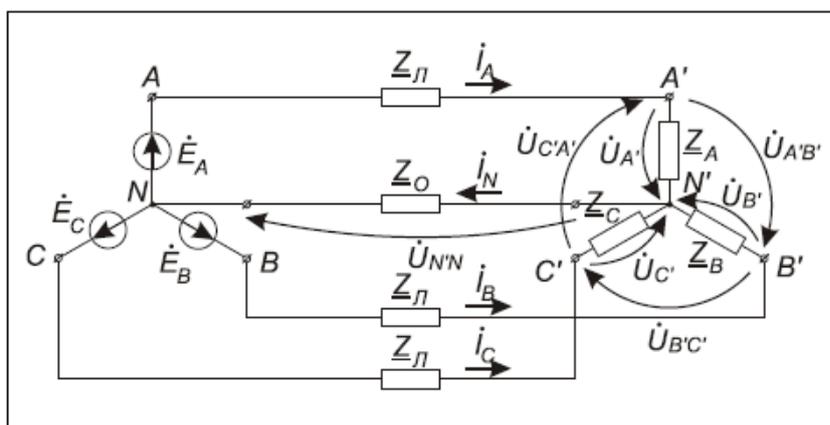


Рис. Д.3.6. З'єднання генератора та навантаження за схемою “зірка”

$$\underline{U}_{N'N} = \frac{\underline{E}_A \cdot \frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_A} + \underline{E}_B \cdot \frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_B} + \underline{E}_C \cdot \frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_C}}{\frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_A} + \frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_B} + \frac{1}{\underline{Z}_\pi + \underline{Z}_C} + \frac{1}{\underline{Z}_0}}$$

При симетричному навантаженні ( $\underline{Z}_A = \underline{Z}_B = \underline{Z}_C$ ) ця напруга дорівнюватиме нулю, тобто зміщення нейтралі відсутнє. Тому  $\underline{I}_N = \underline{U}_{N'N} / \underline{Z}_0 = 0$ , звідки можна зробити висновок, що при симетричному навантаженні потреби в нульовому проводі немає.

Обчисливши напругу зміщення нейтралі, ми маємо змогу знайти всі струми, використавши рівняння, складені за законами Ома і Кірхгофа та навантаження за схемою “зірка”.

Підручник

**Панченко** Сергій Володимирович,

**Бабасєв** Михайло Михайлович,

**Яцько** Сергій Іванович

та ін.

**СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ЕЛЕКТРИЧНОГО РУХОМОГО СКЛАДУ  
ЗАЛІЗНИЦЬ І МЕТРОПОЛІТЕНІВ**

2-ге видання, виправлене та доповнене

Відповідальний за випуск Яцько С. І.

Редактор Ібрагімова Н. В.

---

Підписано до друку 23.06.2025 р.

Умовн.-друк.арк. 18,5. Тираж . Замовлення № .

Видавець і виготовлювач Український державний університет  
залізничного транспорту,

61050, Харків-50, майдан Феєрбаха, 7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.