

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

О. І. Афанасьєв
Л. Б. Жорняк
О. В. Немикіна
В. М. Щусь

**ЕЛЕКТРОАПАРАТНЕ ОБЛАДНАННЯ
СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕНЕРГОСМНИХ ВИРОБНИЦТВ**

Навчальний посібник

Запоріжжя • НУ «Запорізька політехніка» • 2023

УДК 621.311(075.8)
Е50

*Рекомендовано до друку Вченою радою Національного
університету «Запорізька політехніка»
(Протокол № 2 від 25.09.2023 р.)*

Рецензенти:

Середа О. Г. – доктор технічних наук, професор, професор кафедри «Електричні апарати» Національного технічного університету «ХПІ»;

Прус В. В. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри Кременчуцького національного університету «Електротехніки» імені Михайла Остроградського.

Афанасьєв О.І.

Е50

Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв / О. І. Афанасьєв, Л. Б. Жорняк, О. В. Немикіна, В. М. Щусь; за заг. ред. П. Д. Андрієнко. – Запоріжжя : НУ Запорізька політехніка, 2023. – 432 с.

ISBN 978-617-529-425-3

Навчальний посібник присвячений вивченню процесів побудови та використанню електричної апаратури для забезпечення електропостачання енергоємних виробництв. Він розширює розуміння загальних процесів, які викладаються у курсах «Системи електропостачання енергоємних виробництв», «Електричні апарати високої напруги», «Електричні апарати автоматики та керування» та містить матеріали, які можуть бути використані при виконанні курсових та дипломних проєктів. Навчальний посібник призначено для студентів-бакалаврів електротехнічних факультетів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 681.311(075.8)

ISBN 978-617-529-425-3

© Національний університет
«Запорізька політехніка», 2023
© Афанасьєв О.І., 2023
© Андрієнко П. Д., 2023
© Жорняк Л.Б., 2023
© Немикіна О. В., 2023
© Щусь В.М., 2023

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГОЛОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ.....	10
2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ.....	18
2.1 Комплектні трансформаторні підстанції.....	19
2.2 Тягові підстанції.....	30
2.3 Цифрові підстанції.....	36
3 ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ ТА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	42
3.1 Головні вимоги до систем електропостачання.....	42
3.2 Види та особливості схем електропостачання.....	45
3.3 Напруги мереж живлення та розподілення електричної енергії	47
3.4 Схеми зовнішнього живлення.....	49
3.5 Повітряні та кабельні лінії передавання електроенергії	51
3.5.1 Повітряні лінії електропередавання.....	52
3.5.2 Кабельні лінії електропередавання.....	60
3.5.3 Види струмопроводів.....	75
3.6 Схеми розподільних мереж 10 кВ.....	77
3.6.1 Схеми живлення трансформаторних підстанцій та особливих груп споживачів.....	79
3.7 Схеми силових мереж 0,4 кВ та 0,66 кВ.....	83
3.7.1 Силові мережі напругою 0,4 кВ.....	83
3.8 Запитання для самоконтролю.....	86
4 КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ.....	87
4.1 Конструкції струмопроводів пофазно-екранованого типу (генераторні КЕС).....	91
4.2 Конструкції струмопроводів власних потреб.....	99
4.3 Запитання для самоконтролю.....	101
5 СИСТЕМИ ЗАЗЕМЛЕННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	102
5.1 Системи з глухозаземленою нейтраллю (системи заземлення <i>TN</i>).....	106
5.1.1 Система <i>TN-C</i>	107
5.1.2 Система <i>TN-S</i>	109
5.1.3 Система <i>TN-C-S</i>	110

5.1.4 Система ТТ.....	111
5.2 Системи із ізольованою нейтраллю.....	113
5.3 Запитання для самоконтролю.....	116
6 ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ.....	117
6.1 Поняття реактивної потужності.....	119
6.2 Умови електропередавання у мережі ВН.....	124
6.3 Основні види пристроїв компенсації реактивної потужності.....	126
6.3.1 Синхронний компенсатор.....	127
6.3.2 Батарея статичних конденсаторів.....	129
6.3.3 Фільтр вищих гармонік.....	133
6.3.4 Статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності.....	137
7 РЕАКТОРИ.....	145
7.1 Види та класифікація реакторів енергетичного призначення.....	145
7.1.1 Види та класифікація реакторів енергетичного призначення.....	146
7.1.2 Шунтувальні реактори.....	149
7.1.3 Дугогасні реактори.....	152
7.1.4 Фільтрові реактори.....	156
7.1.5 Буферні реактори електродугових печей.....	159
7.2 Струмообмежувальні реактори.....	160
7.2.1 Конструкції сухих струмообмежувальних реакторів.....	165
7.2.2 Конструкції масляних струмообмежувальних реакторів.....	171
7.2.3 Інші види реакторів.....	173
7.3 Вибір реакторів.....	175
7.4 Запитання для самоконтролю.....	179
8 АПАРАТИ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ.....	181
8.1 Розрядники.....	181
8.1.1 Трубочасті розрядники.....	182
8.1.2 Вентильні розрядники.....	184
8.1.3 Конструкції розрядників.....	188
8.2 Обмежувачі перенапруги.....	190
8.3 Вибір розрядників та ОПН.....	195

8.4	Запитання для самоконтролю.....	198
9	ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ.....	199
9.1	Загальні відомості.....	199
9.2	Класифікація вимикачів.....	201
9.3	Повітряні вимикачі.....	203
9.4	Вакуумні вимикачі.....	208
9.4.1	Вплив головних параметрів на конструкцію ПД.....	211
9.4.2	Конструкції контактів.....	212
9.4.3	Електрична міцність вакуумного ПД.....	214
9.4.4	Конструкції вакуумних вимикачів.....	215
9.5	Елегазові вимикачі.....	221
9.5.1	Особливості гасіння дуги у елегазі.....	223
9.5.2	Види пристроїв дугогасіння елегазових вимикачів.....	223
9.6	Оливні вимикачі.....	230
9.7	Електромагнітні вимикачі.....	233
9.8	Механізми вимикачів.....	237
9.9	Гібридні вимикачі.....	242
9.10	Вибір вимикачів.....	245
9.11	Запитання для самоконтролю.....	250
10	РЕКЛОУЗЕРИ.....	252
10.1	Монтаж та встановлення реклоузерів.....	257
10.2	Алгоритм роботи реклоузера.....	258
10.3	Запитання для самоконтролю.....	271
11	КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ.....	272
11.1	Конструкції КРУ.....	274
11.2	Основні технічні позначення та характеристики КРУ..	282
11.3	Конструкції КРУ з елегазовою ізоляцією.....	289
11.3.1	Призначення та класифікація КРУЕ.....	290
11.3.2	Конструкція КРУЕ і принцип роботи.....	294
11.4	Запитання для самоконтролю.....	301
12	РОЗ'ЄДНУВАЧІ ТА КОРОТКОЗАМИКАЧІ.....	303
12.1.	Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів навантаження та короткозамикачів.....	312
12.2	Запитання для самоконтролю.....	313
13	ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ.....	314
13.1	Вимірювальні трансформатори струму.....	314
13.1.1	Похибки трансформаторів струму.....	317

13.1.2	Режими роботи трансформаторів струму.....	320
13.1.3	Конструкції трансформаторів струму.....	322
13.1.4	Вибір трансформаторів струму.....	335
13.2	Вимірювальні трансформатори напруги.....	339
13.2.1	Похибки та класи точності трансформаторів напруги.....	341
13.2.2	Схеми вмикання трансформаторів напруги.....	343
13.2.3	Конструкції трансформаторів напруги.....	346
13.2.4	Вибір трансформаторів напруги.....	355
13.3	Запитання для самоконтролю.....	358
14	ЗАПОБІЖНИКИ.....	359
14.1	Конструкції високовольтних запобіжників.....	366
14.1.1	Запобіжники з кварцовим наповнювачем.....	367
14.1.2	Запобіжники вихлопного типу.....	369
14.1.3	Запобіжні елементи з плавкими вставками.....	370
14.2	Області застосування швидкодіючих запобіжників.....	372
14.3	Вибір запобіжників.....	375
14.4	Запитання для самоконтролю.....	376
15	ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИБОРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ.....	377
15.1.	Розрахункові умови для вибору провідників та апаратів за тривалими режимами роботи.....	378
15.2	Розрахункові умови для перевірки апаратури та струмопровідних частин за режимом короткого замикання.....	384
15.3	Вибір низьковольтних апаратів.....	390
15.4	Вибір струмопровідних частин ізоляторів розподільних пристроїв.....	393
15.5	Вибір шинних ізоляторів.....	401
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	403
	ДОДАТОК А ПРИКЛАД ВИБОРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ, ШИН ТА ІЗОЛЯТОРІВ.....	414

ВСТУП

За останні роки в галузі електропостачання промислових підприємств продовжуються суттєві змінення: ширше стали використовуватися замкнуті електричні мережі, виникають нові конструктивні рішення щодо розподільних пристроїв та мережевих вузлів. В силу подальшого вдосконалення обладнання стало необхідним більш вимогливе врахування впливу промислових споживачів, особливо енергоємних, на системи електропостачання та їх параметри, з'явилися мережі підвищеної частоти, ускладнилися та вдосконалюються методи розрахунків та проектування, як наслідок цього все більше використання отримали електронні програмні комплекси.

Одною з головних складових елементів електроенергетичних систем є електричні апарати високої напруги (ЕАВН). Вони застосовуються як для змінення електричних схем, так і для забезпечення живлення мереж електропостачання споживачів різного призначення в умовах нормального експлуатаційного режиму і в можливих аварійних ситуаціях. Крім того, ЕАВН дають змогу забезпечити безперервний контроль (моніторинг) за станом електричної мережі (величин напруги, струму, частоти тощо), а також здійснюють обмеження виникаючих у процесі експлуатації перенапруг та струмів короткого замикання. На додаток вище сказаному, за допомогою ЕАВН здійснюється керування енергетичними системами, наприклад, компенсація залишкової реактивної потужності ліній електропередавання та мереж розподілу електроенергії з високою складовою реактивної потужності.

З урахуванням цього різноманіття сучасний фахівець в області електроапаратобудування та промислового електропостачання повинен повною мірою володіти не тільки питаннями теорії, розрахунку і конструювання електричних апаратів, але й питаннями, що пов'язані з особливостями фізичних явищ, що виникають в процесі експлуатації через особливості енергоємних споживачів того чи іншого призначення.

Внаслідок цього навчальним планом за фахом бакалаврів передбачена дисципліна «Системи електропостачання енергоємних виробництв», яка розглядає питання, що пов'язані як з

конструктивними рішеннями та структурою ЕАВН, так і з особливостями фізичних процесів, що виникають в електричних мережах з енергоємними споживачами. У сучасній навчальній літературі існує значна кількість джерел, що поглиблено розглядають окремі вище означені питання [2, 33, 39, 41, 43, 46, 47, 68]. Водночас на даний момент відсутнє навчальне видання для студентів, яке б розглядало у комплексі перелічені питання. Існуючі підручники розглядають матеріали, пов'язані зі схемними рішеннями систем електропостачання та доповнюють одне другого. Ряд видань присвячені тільки проблемам ЕАВН, які розглядаються в умовах, що не відокремлюють особливості конкретних апаратів і не враховують вплив структурних елементів та особливостей енергоємних виробництв. Такі умови вивчення курсу створюють ряд незручностей для студентів при вивченні даної дисципліни. Крім того, у наукових виданнях в останні роки з'явилися публікації з нових технологічних рішень у галузі електроапаратобудування та техніки випробувань електричних апаратів [4, 13, 65, 66].

Внаслідок вище означених умов виникає необхідність створення дійсно навчального посібника, що на думку авторів допоможе студентам, які спеціалізуються у галузі спеціалізованого електроапаратобудування. Це дає можливість краще засвоїти матеріал дисципліни і сформувані попередні наміри для подальшого виконання дипломного проекту або магістерської роботи за напрямком високовольтного апаратобудування та вдосконалення схемних рішень розподільних пристроїв.

При написанні навчального посібника широко використовувалися матеріали конструкторських розробок та виробничий опит деяких ведучих галузевих організацій та підприємств, що здійснюють суттєвий внесок у розвиток електроапаратобудування: Всеукраїнський інститут трансформаторобудування (ВІТ), Запорізький завод високовольтних апаратів (КО ЗЗВА), Запорізький трансформаторний завод ТОВ ЕЛІЗ, Запорізький науковий інноваційно-технологічний трансформаторний завод (ТОВ НІТТЗ) тощо. Підбір та розміщення матеріалів зроблено такі м чином, щоб було зручно використовувати їх для курсового та дипломного проектування з урахуванням подальшого використання в

якості початкового матеріалу для проведення наукових досліджень на рівні виконання магістерської роботи.

Системи генерації, передачі та розподілу електроенергії зазнають радикальних змін. Традиційна модель, в якій електроенергія генерується і розподіляється централізовано, поступається гнучким системам електропостачання, в які інтегруються відновлювані джерела енергії, децентралізовані генератори і акумуляторні батареї. Оператори електромереж тепер більше, ніж будь-коли, покладаються на інженерно-технічні системи, вже підготовлені до таких змін та є сумісними та підготовленими до майбутньої цифрової трансформації.

Коли мова заходить про автоматизацію, моніторинг та захист підстанції, на перший план по праву виходять цифрові технології. Сіменс пропонує операторам електромереж комплекс продуктів і рішень для поетапного створення цифрових підстанцій [13, 77].

1 ГОЛОВНІ ТЕРМИНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

В електричних мережах та системах електропостачання використовується термінологія, яка установлена в Законі України «Про електроенергетику», у ДСТУ 2267-93 «Вироби електротехнічні. Терміни та визначення», ДСТУ 3465-96 «Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», Правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) тощо [8, 51, 52]:

- електроустановка – це комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх установлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії. Електроустановки за умовами електробезпеки розділяють на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ (за діючим значенням напруги);

- відкрита, або зовнішня, електроустановка – це електроустановка, не захищена будівлею від атмосферного впливу; електроустановки, захищені тільки навісами, сітчастими огорожами тощо, розглядають як зовнішні;

- закрита або внутрішня електроустановка – електроустановка, розміщена всередині будівлі, що захищає її від атмосферного впливу;

- електроприміщення – це приміщення або відгороджена, наприклад, сітками, частина приміщення, в якому розташовано електрообладнання, доступне тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу;

- напруга за змінного струму – це діюче значення напруги змінного струму;

- напруга за постійного струму – це напруга струму, отриманого від джерел постійного струму, або напруга випрямленого струму з пульсаціями, не більше ніж 10 % від діючого значення;

- енергетична система (енергосистема, ЕС) – це комплекс електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передавання та споживання електроенергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими

процесами. В окремих частинах енергосистеми в процесі виробництва електроенергії можливе супутнє виробництво теплової енергії та її розподіл і споживання в локальних вузлах;

- електрична частина енергосистеми – це сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми;

- електроенергетична система – це електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії;

- електропостачання – це забезпечення споживачів електричною енергією;

- централізоване електропостачання – це електропостачання споживачів від енергосистеми;

- система електропостачання – це сукупність електроустановок для забезпечення споживачів електричною енергією;

- електрична мережа – це сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території;

- приймач електроенергії (електроприймач) – це апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії;

- споживач електричної енергії – це електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом, які розміщуються на певній території;

- незалежне джерело живлення – це джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих цими Правилами для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на іншому або інших джерелах живлення. До незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї чи двох електростанцій та підстанцій за одночасного дотримання таких двох умов: 1) кожна з секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного джерела живлення; 2) секції (системи) шин, не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається в разі порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин. До незалежних

джерел живлення належать також агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та інші джерела електричної енергії, які здатні в автономному режимі забезпечувати електроприймачі необхідною електричною енергією;

- нормальний режим – це режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах;

- аварійний режим – це режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або чисельних пошкоджень;

- післяаварійний режим – це режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму;

- електрична розподільна установка (РУ) – це електроустановка, призначена для приймання та розподілу електричної енергії однієї напруги пристроями керування та захисту. Згідно з ДСТУ 3429-96 «Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення» до пристроїв керування належать апарати разом із з'єднувальними елементами, які забезпечують контроль, вимірювання, сигналізацію та виконання команд;

- закрита розподільна установка (ЗРУ) – це РУ, устаткування якої розташоване в приміщенні;

- комплектна розподільна установка (КРУ) – це РУ, складена із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту та автоматики і сполучних елементів. Її призначено для установа в приміщеннях. Шафи або блоки поставляють у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді;

- комплектна розподільна установка елегазова (КРУЕ) – це РУ, складена із модулів різного функціонального і технічного призначення, які складаються з відповідних елементів, розміщених усередині корпусів, заповнених елегазом (SF₆), який є ізоляційним і (або) дугогасним середовищем;

- КРУЕ з герметичною системою – це КРУЕ, модулі якого впродовж їх очікуваного терміну служби не потребують жодного газового втручання (відкривання об'єму);

– КРУЕ із закритою системою – це КРУЕ, модулі якого дозаправляють лише періодично ручним приєднанням до зовнішнього джерела газу;

– приєднання в електричній розподільній установці (приєднання) – це елементи електричної схеми РУ, які стосуються безпосередньо лінії електропередавання (ПЛ) або силового трансформатора чи конденсаторної установки тощо;

– ланка електричної підстанції, розподільної установки (ланка) – це частина електричної підстанції (розподільної установки), до складу якої входить вся чи частина комутаційної та (або) іншої апаратури одного приєднання;

– трансформаторна підстанція (ТП) – це електрична установка, призначена для розподілу та перетворення електроенергії, що складається з таких елементів, як трансформатори, розподільні пристрої, пристрої керування, допоміжні приміщення тощо. Причому, підстанції мають назву трансформаторних, перетворювальними, розподільних в залежності від домінування тієї або іншої функції;

– закрыта трансформаторна підстанція (ЗТП) – це ТП, устаткування якої розташоване в будівлі (приміщенні) або в металевій чи залізобетонній оболонці і обслуговується зсередини цього приміщення (оболонки);

– прибудована підстанція (розподільна установка) – це ЗТП (ЗРУ), яка має тільки один будівельний елемент, спільний із суміжним приміщенням (стіну, перегородку або підлогу, що є перекриттям суміжного приміщення знизу);

– вбудована підстанція (розподільна установка) – це ЗТП (ЗРУ), яка має два чи більше будівельні елементи, спільні із суміжним приміщенням (приміщеннями);

– розподільний пристрій (РП) – це пристрій для прийому та розподілу електроенергії одного класу напруги, який вміщує комутаційні апарати, збірні та з'єднувальні шини, допоміжні пристрої (компресійні, акумуляторні тощо), пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), вимірювальні прилади тощо;

– комплектна трансформаторна підстанція (КТП) – це підстанція, складена із трансформаторів (вмонтованих у шафи, установлені просто неба), блоків РУ та інших елементів, які

постачають у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді;

- щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП) – це трансформаторна ПС (у тому числі в конструктивному виконанні КТП), все устаткування якої встановлене на конструкціях (або опорі ПЛ) просто неба на висоті, що не потребує наземного огорожування;

- вузлова розподільна підстанція (ВРП) – це центральна підстанція підприємства (наприклад, напругою 110 кВ або 220 кВ), яка отримує електроенергію від енергосистеми та розподіляє її з тою ж напругою по головним знижувальним підстанціям (ГЗП) або підстанціям глибокого вводу (ПГВ);

- ГЗП – це трансформаторна підстанція з напругою 35 кВ або вище, яка розподіляє електроенергію по території підприємства;

- ПГВ – це підстанція з напругою 35 кВ або вище за спрощеною схемою, яка отримує живлення від енергосистеми або ВРП для живлення окремого цеху;

- центральна розподільна підстанція (ЦРП) – це підстанція з напругою 6 кВ або 10 кВ, яка розподіляє електроенергію тій же напруги по підприємству;

- розподільний пункт – це відокремлена РУ в електричній мережі з допоміжними спорудами;

- струмопровід – це пристрій, призначений для передавання і розподілу електроенергії, який складається з ізольованих або неізольованих провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонки, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій. Залежно від виду провідників струмопроводи поділяються на гнучкі (у разі використання проводів) і жорсткі (у разі використання жорстких шин);

- шинопровід – це жорсткий струмопровід заводського виготовлення, який поставляють комплектами секціями;

- кабельна лінія (КЛ) – це лінія для передавання електричної енергії або окремих її імпульсів, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів, кабельної арматури, систем, що підтримують кабелі, пристроїв кріплення і підтримування кабелів та арматури. До систем, які підтримують кабелі та їх арматуру, належать системи кабельних трубопроводів, системи кабельних коробів, системи кабельних лотків і системи кабельних драбин. До пристроїв

кріплення, які підтримують елементи КЛ, належать троси, кронштейни, консолі, підвіси, скоби, затискачі, хомути, ролики, ізолятори тощо;

– повітряна лінія (ПЛ) електропередавання напругою понад 1 кВ – це споруда для передавання електричної енергії проводами під напругою вище 1 кВ, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо). За початок і кінець ПЛ вважають місце виходу проводу в бік ПЛ з апаратного, натяжного затискача або іншого пристрою кріплення проводу на вихідних (вхідних) конструктивних елементах підстанцій і відгалужувальних опорах. Відгалуження до конденсаторів зв'язку, установлених на підстанціях і опорах ПЛ, до лінії не відносяться;

– волоконно-оптична лінія зв'язку на повітряній лінії електропередавання (ВОЛЗ-ПЛ) – це лінія зв'язку, що містить у собі волоконно-оптичний кабель (ОК), який розміщують на ПЛ, та волоконно-оптичні системи передавання. ОК підвішують на опорах ПЛ за допомогою спеціальної арматури або навивають його на грозозахисний трос чи фазний провід;

– повітряна лінія із захищеними проводами (ПЛЗ) ПЛ із проводами, в яких поверх струмопровідної жили накладено екструдовану полімерну захисну ізоляцію, що унеможливує коротке замикання між проводами в разі їх доторкання та зменшує ймовірність замикання на землю;

– електропроводка – це сукупність проводів (кабелів, шин) з їх кріпленнями, підтримувальними та захисними конструкціями і деталями, установленими відповідно до чинних нормативних документів;

– увід – це сукупність конструкцій, апаратів та пристроїв, електропроводки, які сполучають відгалуження від лінії живлення із внутрішньою електропроводкою, рахуючи від кріплення, установленого на зовнішній поверхні (стіні, даху) будівлі або споруди, до затискачів ввідного пристрою;

– головний розподільний щит (ГРЩ) – це розподільний щит, за допомогою якого здійснюється електропостачання будівлі або її частини.

Приклад узагальненої структури електричної мережі системи електропостачання потужного промислового підприємства показано на рис. 1.1.

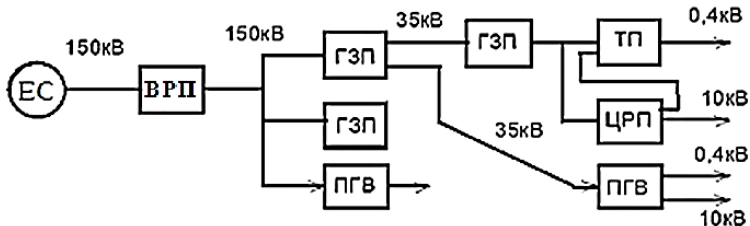


Рисунок 1.1 – Структура електромережі промислового підприємства:

ЕС – енергосистема; ВРП – вузлова розподільна підстанція;
 ПГВ – підстанціям глибокого вводу; ГЗП – головна знижувальна підстанція; ТП – трансформаторна підстанція; ЦРП – центральна розподільна підстанція.

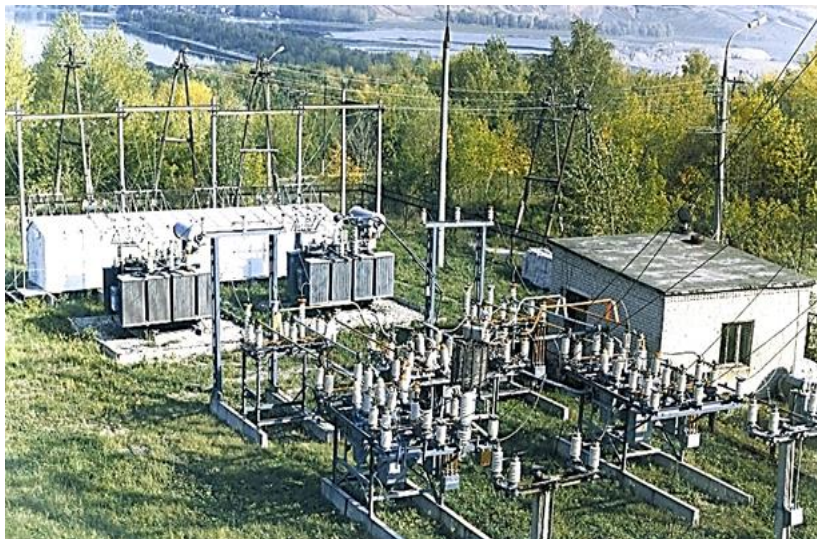


Рисунок 1.2 – Двотрансформаторна підстанція 630 кВА

Відео для Вашого уявлення про роботу підстанції можна подивитися за посиланням <https://www.youtube.com/>

[watch?v=LR0yFD-wyFY](https://www.youtube.com/watch?v=LR0yFD-wyFY) або www.youtube.com/watch?v=WIMSwpezTD0&t=6s.



Рисунок 1.3 – Структура підстанції 220 кВ

2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

Трансформаторні підстанції призначені для підвищення або зниження мережевої напруги. Необхідність підвищення напруги потрібна для зниження втрати електроенергії для приймачів, що розташовані на далекій відстані. Відповідно, зниження напруги є необхідним для більш раціонального розподілу електричної енергії між приймачами електричної енергії. Рівень напруги в кожному вузлі розгалуження лінії електропередавання. Визначається технічно-економічним обґрунтуванням і залежить від співвідношення втрат електроенергії ЛЕП та вартості необхідного обладнання, необхідного для забезпечення розподілу електричної енергії. В мережах, як правило, використовуються стандартні рівні напруги: 6,3...1150 кВ. [8, 51, 52].

Трансформаторні підстанції бувають кількох різновидів:

- підстанція вузлова розподільна (ВРП);
- підстанція головна, призначена для зниження або підвищення (ГПП);
- підстанція глибокого вводу (ПГВ);
- трансформаторний пункт (ТП).

Розподільна вузлова підстанція є центральною. Саме вона одержує електричну енергію від енергетичної системи, доводить напругу до показників від 110 кВ до 220 кВ. На вузлових підстанціях електрична енергія, що має напругу з високими показниками, розподіляється до місць призначення, точніше кажучи, що розташовані поблизу промислових підприємств підстанції глибокого вводу. Вона, як правило, знаходиться не на основній території промислового підприємства, що живляться електричною енергією, у таких обставинах існує спеціальна організація, яка займається електропостачанням підприємства. Якщо ж розподільна вузлова підстанція розташована безпосередньо на території промислового об'єкта, то за діяльністю підстанції відповідає спеціальна служба, яка займається розподілом електроенергії безпосередньо на конкретному промисловому об'єкті.

Функція головної знижувальної підстанції полягає в тому, що вона має отримувати електричну енергію, яка має напругу від 35 кВ до 220 кВ від енергетичної системи району. Ця підстанція потрібна

для розподілу електричної енергії на підприємстві, причому силові показники енергії у неї нижче.

Підстанція глибокого вводу може отримувати енергію або від центрального розподільчого пункту підприємства, або безпосередньо від енергетичної системи району. Ця підстанція потрібна переважно для того, щоб здійснювати подачу електрики до певних зон підприємства, або кілька згрупованих установок, що працюють на електриці. Такі підстанції на території промислових підприємств повинні знаходитись неподалік об'єктів, які потребують більшої кількості електроенергії.

Трансформаторний пункт (ТП) – це окрема компактна підстанція, призначення якої приймати подачу електричної енергії напругою від 6 кВ до 35 кВ і постачати кінцевим споживачам струм з показниками 230 В і 400 В.

2.1 Комплектні трансформаторні підстанції

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) – це один із різновидів трансформаторних пунктів. За кількістю трансформаторів на підстанції розрізняють:

– одотрансформаторні підстанції, які використовують за умови резервування споживачів по стороні низької напруги РПНН (рис. 2.1);

– двотрансформаторні підстанції, які отримали найбільш широке використання (через те, що за умови нормального режиму навантаження потужність кожного трансформатора використовується лише на (0,65 ... 0,7) від його максимальної потужності).

Однак буває, що на такій підстанції є і три силові трансформатори високої напруги. Кількість таких установок визначається тим, наскільки надійним має бути електропостачання споживачів енергії, яку вони отримують від цієї трансформаторної підстанції. КТП бувають міськими, які постачають електрикою міста, і цеховими, що знаходяться на промислових виробничих підприємствах.

За кількістю обмоток трансформатори можуть бути двообмоткові (ВН-НН) та триобмоткові (ВН-СН-НН). Регулювання

напруги на збірних шинах підстанції здійснюється за допомогою пристроїв РПН, які вбудовані у силові трансформатори і є елементом його конструкції.

На підстанціях в залежності від призначення використовуються такі типи силових трансформаторів:

- автотрансформатори, які використовують у мережах із заземленою нейтраллю при умові, що клас вищої напруги складає 110 кВ та вище;

- трансформатори, які використовують для зв'язку заземлених та незаземлених, а також ізольованих мереж з класом напруг 35 кВ та нижче;

- трифазні трансформатори використовують на напруги до 500 кВ, на більш високі напруги використовують однофазні трансформатори.

КТП – це багатофункціональний пристрій, що складається з розподільних приладів, трансформатора (або трансформаторів), комплектих вузлів та іншої допоміжної техніки устаткування, що виконує функції зниження напруги при прийомі та передаванні електричного струму з високовольтих ліній у побутові низьковольтні мережі розподілення електроенергії (зазвичай – це 0,4 кВ (380 В)).

Для зменшення втрат потужності та електроенергії підстанції рекомендується встановлювати безпосередньо поблизу великих споживачів. Підстанції приймають електроенергію високої напруги (6...35 кВ) і знижують її до тієї, яка потрібна споживачам (0,4 кВ або 6...10 кВ).

Але є й інші різновиди електричних трансформаторних підстанцій. До них відносяться, наприклад, тягові. Вони забезпечують енергією лінії для роботи міського транспорту – трамваї та тролейбуси.

Головна схема трансформаторної підстанції повинна задовольняти наступним умовам [32, 39, 43, 50, 56]:

- забезпечувати надійне електропостачання споживачів у нормальному та після аварійному режимах;

- здійснювати надійний транзит потужності через розподільчі пристрої високої напруги (ВН) поміж системним та магістральним лініям;

– створювати економічне значення струму короткого замикання на стороні середньої (СН) та нижчої (НН) напруг;

– передбачати можливість подальшого розширення підстанції.

На принциповій електричній схемі підстанції, що показана на рис. 2.1, використовуються наступні позначення:

S – роз’єднувач, який використовується для замикання та розмикання електричних кіл при відсутності струму для змінення конфігурації схеми та створення безпечних умов щодо проведення ремонтів та обслуговування обладнання;

SF – вимикач, який використовується для розмикання електричних кіл в режимах протікання струмів короткого замикання, струмів навантаження та струмів неробочого ходу (супроводжується гасінням електричної дуги, яка виникає під час комутації);

T – силовий трансформатор, призначений для перетворення електричної енергії з одного класу напруги в інший;

TA – вимірювальний трансформатор струму, який використовується для перетворення змінного струму великого значення в змінний струм номіналом 1 А або 5 А, зручний для безпосереднього вимірювання, а також ізоляції кіл ВН від НН;

FU – запобіжник, який використовується для захисту електричних кіл від струмів короткого замикання та перевантаження через руйнацію плавкої вставки;

TV – вимірювальний трансформатор напруги, призначений для перетворення ВН в НН номіналом 100 В або $100/\sqrt{3}$ В, зручної для безпосереднього вимірювання, а також для ізоляції кіл ВН від НН.

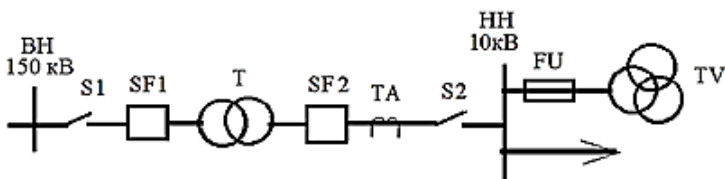


Рисунок 2.1 – Схема електрична принципова трансформаторної підстанції

У схемах КТП використовуються трансформатори двох видів: сухого виконання та оливні. Застосування того чи іншого трансформатора визначається особливістю трансформаторної підстанції, і навіть її розмірами та основним призначенням.

Що стосується того, якими способами здійснюється з'єднання трансформаторних пристроїв з тими лініями передавання енергії, через які здійснюється живлення, то існують електричні підстанції декількох типів. До них відносяться:

- тупикові або кінцеві підстанції, вони отримують живлення від однієї або двох ЛЕП, які за виконанням можуть бути кабельними або повітряними (рис. 2.2, а);
- відгалужені – електрика подається за допомогою спеціальних відгалужень від електричних ліній від однієї або двох ЛЕП, що проходять (рис. 2.2, б);
- транзитні підстанції (їх також називають прохідними), які вмикаються у розрив однієї або двох ЛЕП (рис. 2.2, в);
- вузлові підстанції, вони мають живлячі та транзитні ЛЕП (рис. 2.2, г).

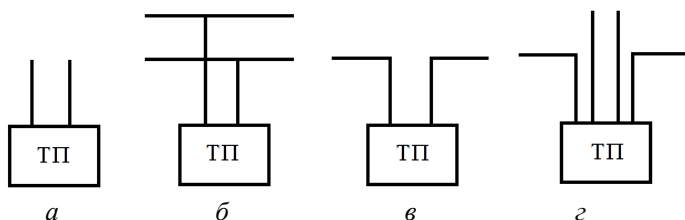


Рисунок 2.2 – Способи підключення підстанції до мережі ВН

На підстанціях в залежності від призначення використовуються такі типи силових трансформаторів:

- автотрансформатори, які використовуються у мережах із заземленою нейтраллю при умові, що клас вищої напруги складає 110 кВ та вище;
- трансформатори, які використовуються для зв'язку заземлених та незаземлених, а також ізольованих мереж з класом напруг 35 кВ та нижче;
- трифазні трансформатори, що використовуються на напруги до 500 кВ, на більш високі напруги використовуються однофазні трансформатори.

Існують різні моделі трансформаторів, що підвищують або знижують вхідну напругу. Від того, якими силовими

трансформаторами оснащена підстанція, залежить, є вона знижувальною або підвищувальною.

Якщо на підстанції встановлено декілька трансформаторів, то режим їх роботи повинен бути таким, щоб під навантаженням знаходились всі трансформатори.

Регулювання напруги на збірних шинах підстанції здійснюється за допомогою пристроїв РПН, які вбудовані безпосередньо у силові трансформатори, і є елементами їх конструкції (рис. 2.4) [2, 8, 9, 11].

По способу захисту трансформаторів підстанції та за типом комутаційної апаратури, що встановлюється на підстанції на стороні ВН, розрізняють:

- підстанції із запобіжниками, що використовуються при класах напруги до 35 кВ включно;

- схеми без вимикачів;

- схеми з вимикачами навантаження;

- схеми з короткозамикачами та відокремлювачами на стороні ВН підстанції з короткозамикачами та відокремлювачами зі сторони ВН (принципова схема такої підстанції показана на рис. 2.3, де прийняті наступні позначення: SB1 та SB2 – відокремлювачі, які виконують функції роз'єднувача, але за умови високої швидкодії приводу; SK1 та SK2 – короткозамикачі, які використовуються для створення штучного короткого замикання обмеженої потужності, достатньої для спрацьовування РЗА);

- підстанції з вимикачами та роз'єднувачами;

- схеми з вимикачами та комбіновані схеми.

У сучасних КТП використовуються оливні або сухі трансформатори.

Масляний трансформатор відрізняється більш високою потужністю (рис. 2.4) [1, 2, 14, 60, 63]. Це абсолютно герметичні конструкції, олія в яких не контактує з повітрям, тому вона не окислюється. Сам трансформатор не потребує спеціального обслуговування. Крім того, масляне середовище ефективно відводить тепло, що виділяється трансформатором. За рахунок своїх властивостей оливні трансформатори поки що залишаються лідируючими. Проте на зміну їм прийшли сучасні *сухі силові трансформатори* (СТ) [1, 2, 9, 55, 58, 60, 62]. Отже, у наш час

комплектні підстанції нерідко оснащуються сухими трансформаторами.

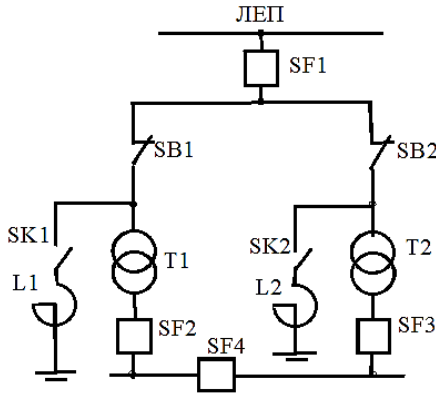


Рисунок 2.3 – Схема підстанції з короткозамикачами та відокремлювачами

За кількістю обмоток трансформатори можуть бути двообмоткові (ВН-НН) та триобмоткові (ВН-СН-НН) [1, 2, 9].

Умовне позначення КТП має певну структуру, наприклад: 2 КТПП-630/6/0,4-05-Т3 – двотрансформаторна комплектна прохідна підстанція з трансформаторами потужністю 630 кВА на номінальну напругу на стороні ВН 6 кВ та на номінальну напругу на стороні НН 0,4 кВ, кліматичне виконання Т, категорія розміщення 3.

Відео для Вашого уявлення про принцип роботи силового трансформатора можна подивитися за посиланням https://www.youtube.com/watch?v=d_MvNmoBfKE.

Зазвичай для промислових підстанцій КТП розміщуються на перших поверхах приміщення. Розміщення на інших поверхах має підтверджуватись техніко-економічним розрахунком. Наприклад, у багатопрогонових цехах великої ширини КТП розташовуються біля колон або біля допоміжних внутрішньо цехових приміщень таким чином, щоб не займати площу, що обслуговуються кранами.

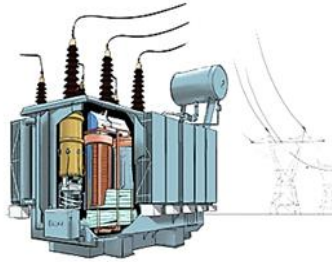


Рисунок 2.4 – Загальний вид силових трансформаторів [1, 61]

При рівномірному розподілі електроприймачів з великими навантаженнями та насиченістю цеху технологічним обладнанням доцільно виділяти спеціальний проліт для розміщення підстанцій. КТП повинні розміщуватися з найбільшим наближенням до центру навантаження, що ними живиться, та зі зміщенням їх у бік джерела живлення. Нижче на рисунках 2.5...2.8 наведені декілька сучасних комплектних трансформаторних підстанцій блочного та модульного типів [45, 61, 84].

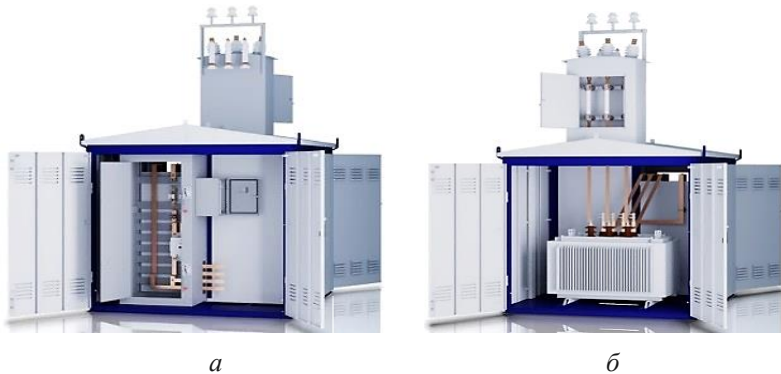


Рисунок 2.5 – Підстанції трансформаторні модульного типу КТПВ-50...2500 кВА [45, 61, 84]:

a – це сторона РПНН з вимикачами; *б* – це сторона вводу ВН з сухим трансформатором.



Рисунок 2.6 – Загальний вид комплектної трансформаторної підстанції в блочному виконанні модульного типу БКТП [45, 61, 84]

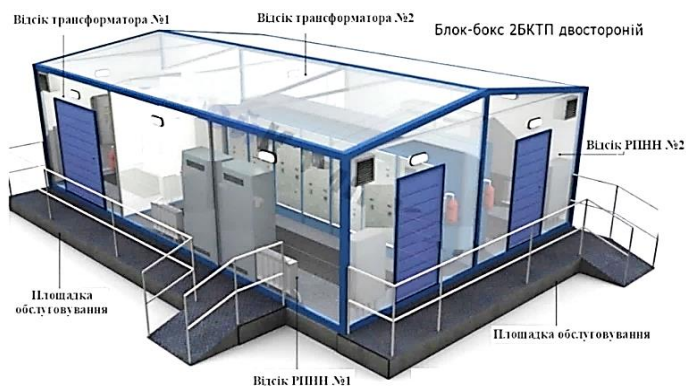


Рисунок 2.7 – Загальний вид двосторонньої комплектної трансформаторної підстанції в блочному виконанні модульного типу 2 БКТП. Модуль має два трансформаторних відсіки та два відсіки РПНН. Всі відсіки один від одного ізолювані перегородками [45, 84]

На рис. 2.8 прийняті наступні позначення:

1 – модуль силового трансформатора, призначений: для силових трансформаторів різноманітної конфігурації; найчастіше застосовуються модулі з верхнім або боковим завантаженням трансформатора. Модулі розрізняються розмірами в залежності від

потужності підстанції, а їх розвинена бокова поверхня охолодження утворює оптимальний тепловий режим для силового трансформатора, що забезпечує його довговічність та безвідмовність;

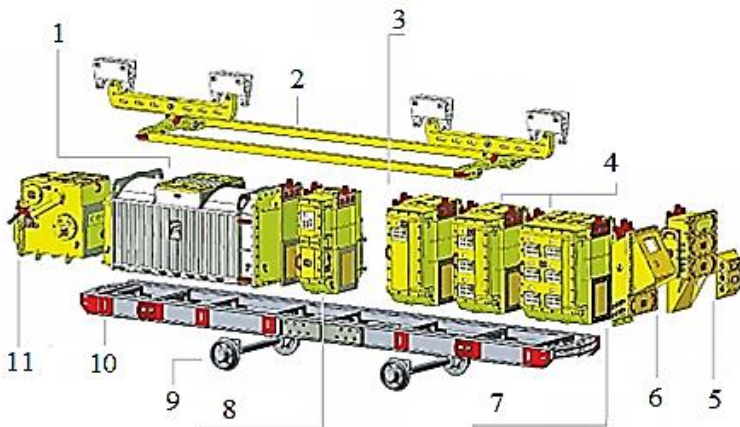


Рисунок 2.8 – Загальний вид комплектної трансформаторної силової вибухозахищеної підстанції типу КТСВП-УХЛ5-ВВ

2 – вантажопідійомна траверса призначена для кріплення до монорейкової підвісної дороги;

3 – модуль групового вимикача, що встановлюється в тому випадку, коли технічне завдання потребує одночасного відключення всього РПНН без зняття напруги з силового трансформатора. До складу модуля входить:

- вакуумний вимикач;
- МКЗП – мікроконтролерний блок захисту;

4 – модулі СМС-3 та СМС-6 застосовуються для розміщення незалежних захищених приєднань номінальним струмом до 630 А (комутаційний апарат – вакуумний контактор). До складу модулів входять:

- вакуумний контактор;
- блоки захисту приєднань;
- блок контролю ізоляції у режимі витоку;

5 – кінцевий модуль призначений для торцевої заглушки РПНН (в ньому розміщуються шпильки керування, автоматики та зовнішніх ланцюгів);

6 – кінцевий модуль з блоком контролю ізоляції (БКІ) встановлюється в тому випадку, якщо всі місця в СМС зайняті контакторами, і призначений для розміщення БКІ в колі реле витоку;

7 – модуль автоматики встановлюється в тому випадку, якщо технічне завдання передбачає наявність інтелектуального комутатора – комп'ютера, що надає можливість візуалізації всіх блоків захисту, а також їх налаштування та керування. До складу секції входить:

- інтелектуальний комутатор;
- шильд-клавіатура керування;
- контролер автоматики;
- кольоровий монітор;

8 – модуль АПШ встановлюється для підключення малопотужних споживачів 127 В або 220 В (наприклад, освітлення), до складу яких входять:

- власний силовий трансформатор;
- реле витоку;
- блок максимального захисту;
- автоматичний вимикач;

9 – шасі підстанції, які можна оснастити колісними парами для пересування за стандартною колією 600 мм, 760 мм, 900 мм або іншою на замовлення;

10 – рама для кріплення модулів КТСЕП;

11 – модуль РПВН є найбільш універсальними та входить до складу трансформаторної підстанції будь-якої потужності та конфігурації, до складу якої входять:

- роз'єднувач;
- комірка викочування з вакуумним вимикачем, мікроконтролерним блоком захисту МКЗП та блоком контролю ізоляції БКІ-6;

– блок захисту від комутаційних перенапруг БКЗП.

Трансформаторні підстанції щоглові та стовпові призначені для прийому електроенергії трифазного струму промислової частоти 50 Гц або 60 Гц, напругою 10 кВ або 6 кВ та перетворення її в

електроенергію напругою 0,4 кВ та розподіляє її споживачам (рис. 2.9).

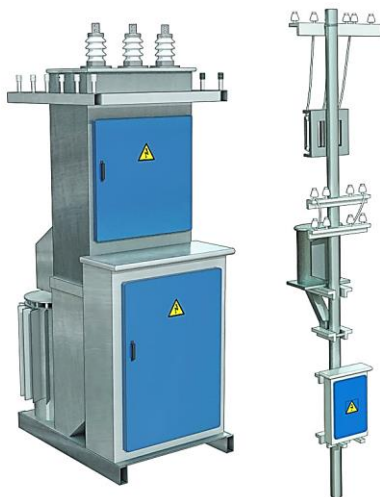


Рисунок 2.9 – Трансформаторні підстанції щоглова та стовпова [47]

Щоглова трансформаторна підстанція КТПМ є збірно-зварювальною конструкцією з двох шаф: пристрою високої напруги і розподільного пристрою низької напруги, які монтуються на спеціальній рамі і в залежності від виду трансформатора мають два види виконання за габаритами.

Комплектні трансформаторні підстанції щоглові та стовпові мають такі основні частини:

- пристрої високої напруги ПВН;
- пристрої низької напруги РПНН;
- силовий трансформатор.

ПВН, РПНН та силовий трансформатор розташовані на загальній станині, що має монтажну основу для встановлення підстанцій. ПВН є шафою з дверима, яка закривається на оригінальний замок, що входить в систему блокування. На корпусі шафи у верхній частині розташовуються штирьові високовольтні ізолятори для підключення через роз'єднувач типу РЛНД до повітряної лінії, обмежувачі перенапруги, встановлена рама зі штирьовими ізоляторами ліній, що

відходять 0,4 кВ. На даху шафи змонтовано прохідні ізолятори, підключені до високовольтних запобіжників, які розташовані всередині шафи. Нижні основи запобіжників шинами з'єднані з високовольтними виводами первинної обмотки силового трансформатора.

РПНН може бути реалізовано у двох варіантах: автоматичні вимикачі та рубильники із запобіжниками. Двокамерна конструкція шафи РПНН забезпечує безпеку обслуговування під час оперування рукоятками комутаційної апаратури. У шафі розташовується також апаратура обліку (трансформатори струму, лічильник, випробувальна коробка) та за необхідності обмежувачі перенапруги.

Комплектна трансформаторна підстанція модульного типу (КТПМ) та трансформатор транспортуються окремо будь-яким видом транспорту: автомобільним, залізничним морським (рис. 2.6). КТПМ встановлюється і кріпиться на конструкції (у тому числі на двох і більше стосах опор ПЛ) з майданчиком обслуговування на висоті, що унеможливує огороження підстанції. Підйом та встановлення КТПМ здійснюється без трансформатора з використанням стропувальних вузлів розташованих на опорних стойках.

Підключення трансформатора проводиться шинами з боку ВН та кабелем з боку ПН. Заземлення елементів КТПМ провадиться відповідно до вимог ПУЕ.

Для Вашого уявлення роботи підстанцій можна подивитися відео [High Voltage Substations around the world... 125kv, 66kv, 33kv](https://www.youtube.com/watch?v=9yr3bmYwqLE)

2.2 Тягові підстанції

Тягова підстанція – це електроустановка для перетворення та розподілення електроенергії з метою обслуговування електротранспорту, яка призначена для зниження електричного напруги, передавання її у мережу задля забезпечення електроенергією транспортного обладнання [7, 45, 47, 53, 57, 101].

Підстанції поділяються за видом електричного струму, що видається в контактну мережу – постійного та змінного – від того, який саме вид використовує електротранспорт: електровози наземних залізниць, метрополітену, трамваї або тролейбуси. Тягова підстанція

може забезпечувати електрострумом також інших споживачів, не лише залізницю.

Тягова підстанція може бути стаціонарною чи пересувною. Пересувні використовуються досить нечасто. Відстань між тяговими підстанціями з постійним струмом контактної мережі зводять із кроком десять-п'ятнадцять кілометрів. Дистанція змінюється від необхідної потужності, яка залежить від напруженості в русі складів, рельєфу місцевості.

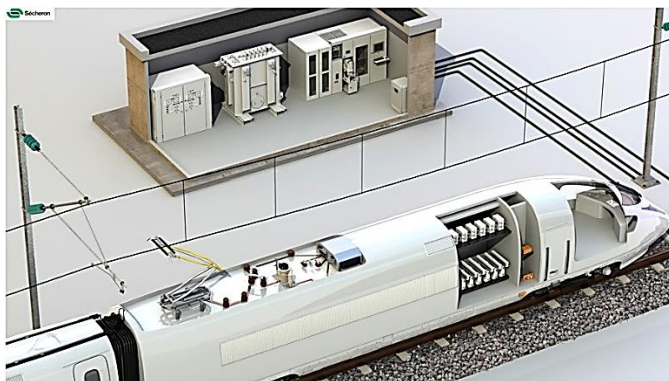


Рисунок 2.9 – Тягова підстанція електричного складу [7, 101]

Зазвичай тягова підстанція запитується від ліній електропередавання, прокладених повітрям на опорах, або через кабельні мережі. Зовнішня напруга знижується трансформатором і передається до випрямляча, від нього електричний струм подається до контактної мережі. На даний час на електровозах та інших видах електротранспорту широко застосовується рекуперація енергії. При гальмуванні електровози, тролейбуси, трамваї – споживачі електроенергії перетворюються на його джерело. Електродвигуни стають генераторами і передають електричний струм у контактну мережу, поглинаючи при цьому кінетичну енергію руху, і забезпечують гальмування електротранспорту.

Для зворотного перетікання струму в мережу служить інвертори. Вони в автоматичному режимі відключають випрямлячі, як тільки транспорт, що гальмує в режимі рекуперації, починає видавати струм.

На залізниці номінальним рівнем напруги прийнято вважати 3300 Вольт, у метрополітенах 825 Вольт, у контактній мережі тролейбусів та трамваїв 600 Вольт.

Тягові підстанції постійного струму будуються вздовж залізниць, зазвичай, на відстані від 25 км до 50 км. Відстань може залежати як від профілю колії, так і від розмірів і відстаней поїздів, що проходять. Тягові підстанції постійного струму отримують електроенергію від підстанцій лініями електропередавання як повітряним, так і кабельним.

Напруга становить від 6 кВ до 220 кВ. Електрична енергія надходить у розподільний пристрій, якщо напруга мережі становить 110 кВ або 220 кВ, то надходить у трансформатор для зниження, а далі з трансформатора електроенергія надходить на тяговий трансформатор, і далі – на перетворювач. З перетворювача струм подається на основну систему шин і розподіляється контактною мережею за допомогою швидкодіючих автоматів (рис. 2.10).

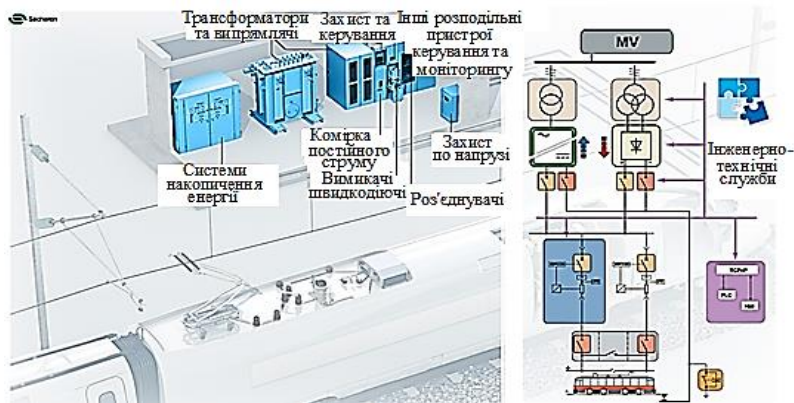


Рисунок 2.10 – Тягова підстанція постійного струму електрорухомого складу [7, 53, 101]

Тягові підстанції змінного струму мають таке ж призначення, що й тягові підстанції постійного струму, за виключенням того, що в них немає перетворювачів для випрямлення струму. Вони розташовуються з відривом від 50 км до 120 км одна від одної.

Номинальна напруга в контактній мережі – 27,5 кВ. Живляться ЛЕП із напругою від 110 кВ до 220 кВ. Нейтраль тягових підстанцій змінного струму заземлюється, а первинні обмотки з'єднані у зірку. Вторинні обмотки з'єднуються в трикутник, а фаза С з'єднується з рейками без допомоги комутаторів, через те, що є заземленою. На тягових підстанціях змінного струму використовують конденсаторні батареї, і в багатьох випадках встановлюють обладнання, необхідність в якому визначається родом струму і його впливом на лінії зв'язку, що йдуть паралельно залізниці, а також на електричні мережі низької напруги.

Електрифікація залізниць на змінному струмі промислової частоти є на даний час основною внаслідок її простоти та значної економічності порівняно з електричною тягою на постійному струмі. Електрифікація на постійному струмі застосовується для завершення електрифікованих раніше напрямків і ділянок, що примикають до них.

Однією з переваг системи однофазного змінного струму промислової частоти є спрощення тягових підстанцій, які на таких ділянках мало чим відрізняються від районних або промислових трансформаторних підстанцій. Тягова підстанція складається з відкритого розподільного пристрою 110(220) кВ, закритого розподільного пристрою 27,5 кВ та відкритого розподільного пристрою 35(10) кВ.

Схема з'єднання первинних обмоток знижувального трансформатора таких станцій – «зірка» із заземленою нульовою фазою. Вторинні обмотки з'єднані за схемою трикутник. Одна з фаз заземлена і з'єднана з рейкою, яка служить одним з контактних проводів для електровоза. У метрополітені – це окрема контактна рейка, яка служить виключно для зняття з неї напруги електровозом підземки. Дві інші фази подають струм у два повітряні дроти на різних шляхах, а також їх використовують для постачання інших споживачів електроенергії.

Останніх біля залізниць чимало. Це і автоматика, що керує пересуванням складів, сигнальні пристрої, зв'язок, освітлення платформ і станційних будівель, їх обігрів і багато іншого. Традиційно у багатьох місцевостях система електропостачання залізниць є єдиною нагодою підвести напругу до населених пунктів.

Тому тягова підстанція не лише використовується для електротранспорту, а й забезпечує електроенергією населені пункти, інших споживачів, забезпечуючи їхні потреби [7, 45, 49, 53, 57, 101].

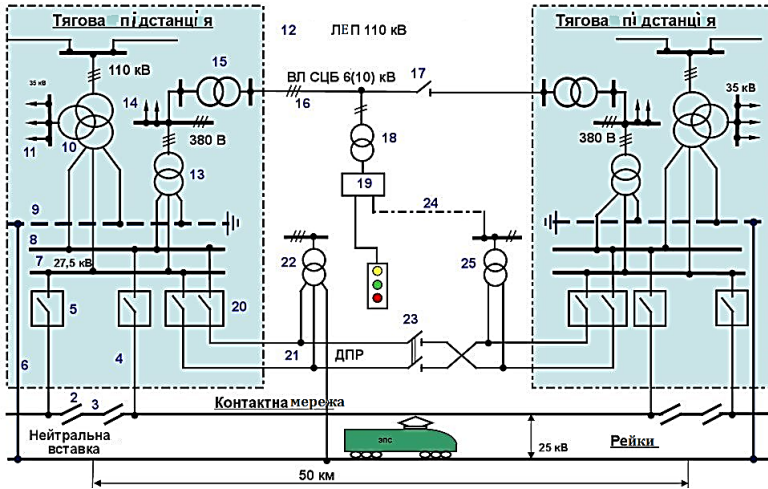


Рисунок 2.11 – Схема живлення залізничі по системі змінного струму:

- 5 – фідери контактної мережі; 6 – укос; 10 – тяговий трансформатор;
- 11 – фідери нетягових споживачів; 13 – трансформатор власних потреб;
- 14 – живлення мереж власних потреб; 15 – трансформатор ВЛ СЦБ;
- 18 – трансформатор СЦБ, що живить дорожній ящик (19);
- 17, 23 – роз'єднувачі; 20 – фідери ДПР; 22 – трансформатор дорожніх споживачів;
- 24, 25 – резервне живлення СЦБ.

У зв'язку зі стрімким розвитком відновлювальних джерел електроенергії на теренах України, збільшенням кількості постачальників, зміною умов надання послуг з електропостачання постає питання про можливість застосування цього виду енергії для залізничного транспорту. Навіть попередній аналіз можливості впровадження альтернативної енергетики має два напрями розвитку: перший – це використання енергії для споживачів власних потреб (напряму), другий – живлення системи тягового навантаження та районних споживачів з видаванням генерованої електричної енергії в Єдину енергетичну систему. Найбільш перспективною є сонячна

енергія, бо саме цей сектор є найбільш швидко зростаючим. За оцінками експертів, світовий ринок сонячних елементів щорічно збільшується більш ніж на 30 % [49, 57, 124].

З технічної точки зору переваги сонячних електростанцій (СЕС) полягають у відсутності необхідності використовувати яке-небудь паливо, рухомі частини, що зношуються, проведення трудомісткого технічного обслуговування для підтримки системи в працездатному стані. Значною перевагою є їх модульність, що дає можливість швидкого монтажу в місцях експлуатації, відсутність експлуатаційного шуму і джерел шкідливих викидів. Для районів України та характерному для нашої широти розсіяному світлі, модулі на основі аморфного кремнію мають більшу ефективність, ніж модулі на основі моно- та полікристалічного кремнію. Цей факт підтверджено дослідженнями провідних закордонних компаній. Але більш висока вартість модулів із аморфного кремнію поки що робить їх неконкурентоспроможними на українському ринку. Встановлювати їх доцільно на відкритій місцевості, де сонячне світло не будуть перекривати дерева та будівлі. Також для ефективного використання слід визначити найбільш оптимальний кут нахилу та відстань між батареями. Наприклад, для Дніпропетровської області доцільно встановлювати фотоелектричні модулі під кутом нахилу до обрію 45° [49, 57, 124].

Ще одним видом енергетики, на який не можна не звернути увагу, є вітрова енергетика через те, що вітродвигуни є конкурентоздатними за вартістю і беруть участь у задоволенні енергетичних потреб України. До плюсів вітроелектростанцій (ВЕС) можна віднести їх екологічність, відсутність у потребах палива, також для їх роботи не потрібні вода та кисень, які в великих об'ємах витрачаються на ТЕС, можливість повної автоматизації роботи, відсутність чергового персоналу, короткий термін спорудження та монтажу, а також відносно проста технологія роботи самої станції.

Альтернативні джерела генерування електричної енергії великої потужності не призначені для автономної роботи через недоцільність використання великої кількості накопичувальних пристроїв і їх дороговартість. Тому, як тільки вимикається лінія електропередачі, що зв'язує електростанцію з енергосистемою, зупиняється і генерація електричної енергії на ній. Тому при проектуванні треба

забезпечувати надійний зв'язок з енергосистемою шляхом резервування. А останні технології у світі силової енергетики зробили можливим використання системи інтелектуальних розподільчих мереж (SmartGrid), що здатні виконувати дистанційне керування, диспетчеризацію та автоматизацію роботи енергетичних систем [49]. Підключення СЕС та ВЕС до розподільчої мережі має позитивний вплив на її властивості, але поряд з цим створює нові проблеми, з якими доводиться стикатися при управлінні режимами системи електропостачання з розподіленою генерацією. Енергетичну систему, складену з деякої кількості малих джерел сонячної чи вітрової електроенергії, розташованих у різних регіонах, треба з'єднати декількома виводами в спільну мережу, які будуть працювати, як одне джерело великої потужності, інтегроване в інтелектуальну систему управління енергетичними мережами (SmartGrid).

Одним з основних впливів є зменшення втрат в мережі. Тобто, якщо розподільчі лінії мають високі втрати, додавши декілька джерел розподіленої генерації невеликої потужності ми зможемо знизити втрати, що в свою чергу дає великі переваги для системи. З іншого боку, якщо додаються більші одиниці, то вони повинні бути встановлені з урахуванням обмежень лінії електропередачі. Але також вони можуть бути джерелом вищих гармонік, які можуть виникати від обладнання силової електроніки, наприклад, інвертора [49, 124].

2.3 Цифрові підстанції

Цифрова підстанція (ЦПС) – підстанція, обладнана комплексом цифрових пристроїв (терміналів) для вирішення завдань релейного захисту та автоматики (РЗА) і АСК ТП — реєстрації аварійних подій (РАП), обліку та контролю якості електроенергії, телемеханіки [4, 13, 64, 65, 66, 77]. Все обладнання комунікується між собою і центральним сервером об'єкта по послідовних каналах зв'язку на єдиних протоколах [77, 103].

Від початку розробок у світовій електроенергетиці проєктів АСУ ТП підстанцій відбувся суттєвий розвиток апаратних та програмних засобів систем керування для застосування на електричних підстанціях. З'явилися високовольтні цифрові трансформатори

струму та напруги; розроблено первинне та вторинне обладнання електромереж із вбудованими комунікаційними портами; вироблено мікропроцесорні контролери, оснащені інструментальними засобами розробки, з урахуванням яких можливе створення надійного програмно-апаратного комплексу ПС; прийнято міжнародний стандарт МЕК 61850, що регламентує надання даних про ПС як об'єкт автоматизації, а також протоколи цифрового обміну даними між мікропроцесорними інтелектуальними електронними пристроями (IED) ПС, включаючи пристрої контролю та управління, релейного захисту та автоматики (РЗА), протиаварійної автоматики (ПА), телемеханіки, лічильники електроенергії тощо. Усе це створило передумови для побудови підстанції нового покоління – цифрової підстанції (ЦПС), в якій організація всіх потоків інформації при вирішенні завдань моніторингу, аналізу та управління здійснюється у цифровій формі.

Основні принципи розробки та реалізації ЦПС є двоетапними, а саме:

Етап № 1:

– використання існуючого головного обладнання ПС, до якого можна додавати інтерфейсний цифровий інтелектуальний модуль (як правило, розміщується в приміщенні) на базі стандартів IEC 61850-8.1 та IEC 61850-9.2. При цьому можливе коригування складу та типу застосовуваних датчиків;

– розробка всієї номенклатури пристроїв РЗА, ПА, пристроїв вимірів з інтерфейсами IEC 61850-8.1 та IEC 61850-9.2.

Етап № 2:

– суттєва модернізація основного електроустаткування з одночасною інтеграцією до нього спеціалізованих цифрових необслуговуваних датчиків, польових контролерів, твердотільних виконавчих модулів. При цьому розширення обсягу завдань, що виконуються інтерфейсним модулем, з одночасним доопрацюванням всіх компонентів ЦПС з урахуванням досвіду експлуатації.

Основними принципами створення ЦПС є наступне [64, 65, 66]:

1) перехід на цифрові (в основному – оптичні) технології знімання інформації та передачі команд управління, а саме:

– можливість «заміни на ходу» джерела сигналу і тим самим – підвищення надійності функціонування релейних захистів;

- збільшення швидкодії (тому не потрібний захист «від брязкоту»), зменшення часу спрацьовування виконавчої частини – за рахунок оптичних IGBT-модулів, зменшення часу виявлення аварійного режиму);

- покращення умов у частині безпечного виконання робіт та електромагнітної сумісності (завдяки оптичним зв'язкам немає необхідності виносу потенціалу від ВРП);

2) збільшення інтелектуальної складової в обладнанні ЦПС, а саме:

- розвиток засобів та методів безперервної діагностики (контроль деградації характеристик, контроль готовності до виконання операцій, контроль метрологічних характеристик);

- розширення кількості функцій, що реалізуються в кожному терміналі;

- перенесення частини розрахунково-діагностичних завдань до інтерфейсних модулів (Smart-IED).

Створення цифрових підстанції вирішує ряд задач, а саме:

- уніфікація інформаційних протоколів обміну даними;
- забезпечення інтеперабельності пристроїв;
- скорочення кабельного господарства;
- забезпечення спостережуваності каналів збору, передавання інформації та управління;

- зниження метрологічних втрат у вторинних колах;
- спрощення способів тиражування первинної інформації;
- спрощення механізмів перевірки пристроїв;
- застосування пристроїв з оновлюваним програмним забезпеченням;

- уніфікація механізмів конфігурування підстанції;
- формування єдиної системи діагностики та перехід до виконання віддаленої функціональної діагностики;

- забезпечення інформаційної безпеки енергооб'єкту;
- перехід до обслуговуються підстанцій;
- зниження капітальних витрат по кабелю і монтажу;
- усунення монополії постачальника термінального обладнання за рахунок стандартизації і уніфікації мережевих інтерфейсів і протоколів;

- зниження експлуатаційних витрат;

– підвищення надійності роботи підстанції за рахунок:

а) коштів самодіагностики терміналів та інформаційних мереж з можливістю раннього виявлення позаштатних режимів роботи обладнання;

б) виключення несанкціонованих і неправильних дій персоналу;

в) застосування волоконно-оптичних ліній зв'язку, що забезпечують ідеальну гальванічну розв'язку.

Переваги при переході до передавання сигналів у цифровому вигляді на всіх рівнях управління ПС є наступними [64, 65, 66]:

– суттєве скорочення витрат на кабельні вторинні ланцюги і канали їх прокладки за рахунок наближення джерел цифрових сигналів до первинного обладнання;

– підвищення електромагнітної сумісності сучасного вторинного устаткування – мікропроцесорних пристроїв і вторинних ланцюгів завдяки переходу на оптичні зв'язку;

– спрощення і, в кінцевому підсумку, здешевлення конструкції мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення трактів введення аналогових сигналів;

– уніфікація інтерфейсів пристроїв інтелектуальних електронних пристроїв (Intelligent Electronic Devices – IED), спрощення взаємозамінності цих пристроїв (у тому числі заміна пристроїв одного виробника на пристрої іншого виробника) тощо.

Цифрова підстанція комплектується інтелектуальним устаткуванням вторинної мережі, що працює на єдиному стандартному протоколі обміну інформацією IEC 61850, тобто містить високовольтні цифрові вимірювальні оптичні трансформатори струму і напруги, багатофункціональні прилади вимірювання та обліку, станційні шини та шини процесу, систему синхронізації, систему відображення та управління підстанцією (SCADA) [64, 65, 66, 103].

Отже, цифрові підстанції виключають електричний зв'язок між високовольним обладнанням і панелями релейного захисту та управління, що створює безпечніші умови праці, і в той же час знижує витрати на будівництво, на монтажні і пусконаладжувальні роботи, на обслуговування всієї системи, а також експлуатаційні витрати. Цифрові підстанції є ключовим компонентом інтелектуальної мережі, в якій з'являється все більша кількість непостійних поновлюваних джерел електроенергії, вони допомагають підвищити безпеку і надійність за рахунок покращеної якості даних та скорочення часу для прийняття рішень у випадку надзвичайних ситуацій [64, 65, 66, 81, 103].

3 ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ ТА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Головними джерелами живлення більшості підприємств є електростанції (електричні станції), тобто промислові підприємства або комплекти обладнання для виробництва електроенергії з різних форм первісної енергії; власні теплоелектроцентралі (ТЕЦ), тобто теплові електростанції, що виробляють одночасно електроенергію та тепло у вигляді гарячої води та пари, які можуть використовуватись як для промисловості, так і для побутових потреб (централізованого опалення та гарячого водопостачання), а також районні підстанції енергосистеми. Живлення споживачів на теперішній час здійснюється переважно напругою класів 110 кВ та 220 кВ згідно з сучасними тенденціями розвитку електроенергії [19, 30, 32, 44, 68]. Це пов'язано з бажанням гальванічно розв'язати мережі генераторів та споживачів для виключення впливу їхніх пошкоджень різного роду на роботу самих генераторів. На багатьох сучасних електростанціях взагалі не передбачаються розподільні пристрої напругою 6 кВ або 35 кВ, які беруть участь в забезпеченні електроенергією споживачів. Натомість вся потужність передається при напругах від 110 кВ до 220 кВ до найближчих районних підстанцій. Будівництво власних ТЕЦ на підприємствах також вважається неекономічним [81, 98].

3.1 Головні вимоги до систем електропостачання

Системи електропостачання промислових підприємств повинні задовольняти таким умовам [32, 51, 52, 68]:

- економічність;
- надійність електропостачання;
- безпеку та зручність експлуатації;
- необхідний рівень якості електроенергії;
- гнучкість системи для подальшого розвитку;
- максимальне наближення джерел електроенергії до споживачів.

При створенні системи електропостачання необхідно враховувати категорії приймачів електроенергії. При визначенні категорії потрібно керуватися вимогами, наведеними в ПУЕ [52].

Згідно з визначенням надійності електропостачання всі електроспоживачі підрозділяються на три категорії [30, 32, 43, 46, 47, 51, 52].

Перша категорія стосується споживачів, порушення електропостачання яких призводить до небезпеки життя людей, загрози безпеки держави, великі матеріальні втрати, порушення технологічних процесів, комунального господарства тощо. Вони мають забезпечуватися живленням від двох незалежних джерел. Серед цих споживачів відокремлюється особлива група, яка повинна мати третє незалежне джерело живлення для забезпечення безаварійної зупинки виробництва.

Друга категорія – це споживачі з масовим недовиробництвом продукції, простоем та інших чинників. Вони повинні мати два незалежних джерела живлення і припускають перерву в електропостачанні на термін часу, необхідний для підключення резервного джерела живлення.

Третя категорія включає в себе всі решту споживачів електричної енергії, які можуть мати одне джерело живлення за умови, що перерва живлення не перевищує 1 добу.

На енергоємних виробництвах можуть бути встановлені електроприймачі, режим роботи яких суттєво відрізняється від режиму роботи споживачів загального призначення. Особливості споживачів енергоємних виробництв є такими:

- різко змінний графік навантаження (це особливо стосується приводів прокатних станів, дугових електропечей тощо);
- значний обсяг однофазного навантаження (наприклад, електротермічні та зварювальні установки, які порушують баланс розподілу навантаження по фазах;
- порушення синусоїдальної форми струмів та напруг, що створюють такі споживачі, як дугові електропечі, перетворювачі та інші.

Всі ці особливості є причиною зниження якості електроенергії і проявляються у вигляді таких чинників, як: коливання напруги, порушення симетрії струмів та напруг, поява вищих гармонійних складових струмів та напруг, додаткові втрати електроенергії, зниження пропускної здатності мережі, що в решті решт призводить до зменшення терміну експлуатації технологічного обладнання

загалом, а також електрообладнання, електричних машин, конденсаторних пристроїв тощо.

У відповідності до вимог схеми електропостачання підприємств мають виконуватися на базі наступних принципів [32, 46, 47]:

- *максимальне наближення вищої напруги до споживачів електроенергії за схемами глибокого вводу напруг районної енергосистеми 35/110/220 (330) кВ шляхом спорудження на крупних підприємствах вузлових розподільних підстанцій (ВРП), що розподіляють електроенергію між підстанціями глибокого вводу (ПГВ), які виконуються за спрощеними схемами, або шляхом розташування головних понижувальних підстанцій (ГПП) у центрі електричних навантажень підприємств середньої потужності;*

- *глибоке резервування живлення для відповідних категорій споживачів має передбачатися у самій схемі електропостачання від енергосистеми до електроприймачів. Для цього усі елементи схеми (лінії, трансформатори) повинні розраховуватися напевне навантаження у тривалому нормальному режимі роботи, а у після аварійному режимі, після виключення з роботи ушкодженої ланки схеми приймати на себе живлення усіх споживачів, що залишилися в роботі і не допускають перерву в електропостачанні, враховуючи при цьому допустимі перевантаження;*

- *секціонування усіх ланок системи електропостачання, починаючи з шин ВРП, ГПП, ПГВ, РП і ТП шляхом встановлення на них секційних вимикачів, обладнаних пристроями автоматичного включення резерву (АВР) з метою забезпечення високого рівня надійності живлення. При цьому у нормальному режимі роботи слід забезпечувати відокремлену роботу елементів схеми електропостачання (секційні вимикачі вимкнені) з метою зниження струмів КЗ, облегшення і здешевлення комутаційної апаратури та спрощення захисту елементів схеми.*

Отже для підвищення якості електроенергії використовують такі засоби:

- *використання підвищених напруг в мережах живлення та розподілу електроенергії, а також максимальне наближення джерел живлення до споживачів, особливо при різко змінному навантаженні;*

- *зменшення реактивного опору елементів схеми від джерел живлення до електроспоживачів з різко змінним навантаженням;*

- паралельне підключення вторинних обмоток трансформаторів в умовах різко змінного навантаження;
- використання системи глибокого вводу з напругами 35 кВ та вище для живлення потужних дугових електропечей, головних електроприводів прокатних станів, перетворювальних пристроїв великої потужності, або живлення таких електроприймачів від окремих ліній безпосередньо від енергосистеми, ГПП або ПГВ;
- використання симетруючих пристроїв, фільтрів вищих гармонік, швидкодіючих синхронних компенсаторів для вирівнювання графіків електричних навантажень та здійснення інших заходів, що зменшують негативний вплив електроспоживачів на системи електропостачання.

Трансформаторні та розподільні підстанції треба максимально наближати до електроустановок споживачів електроенергії, скоротивши кількість ступенів трансформації шляхом використання глибоких вводів, підвищених напруг живлячих та розподільних мереж, а також подальшого розвитку принципу розукрупнення підстанцій та впровадження магістральних струмопроводів [75, 84].

3.2 Види та особливості схем електропостачання

Для підвищення надійності електропостачання підприємств першої категорії з великою потужністю необхідно передбачати два територіально незалежних джерела живлення. Від джерела живлення електроенергія поступає на два пункти прийому електроенергії, якими на промисловому підприємстві можуть бути [32, 50]:

- вузлові розподільні підстанції з напругою 110 кВ і вище, які зручно використовувати для живлення підстанцій глибокого вводу;
- головні знижувальні підстанції з напругою 35 кВ і вище;
- центральні розподільні підстанції та трансформаторні підстанції напругою 10 кВ.

В окремих випадках, наприклад для крупних енергоємних підприємств з електричним навантаженням, більшим за 150 МВт, або за умови значної території виробництва, можуть використовуватись три та більше пунктів прийому електроенергії. Розташування пунктів обирається у безпосередньої близькості від території підприємства.

Схеми електропостачання промислових підприємств розробляються за такі ми головними принципами [32, 50]:

- джерела живлення повинні бути максимально наближені до споживачів електроенергії;
- кількість ступенів трансформації та розподільних пристроїв повинна бути мінімальною;
- схеми електропостачання повинні забезпечити високий рівень надійності та резервування;
- необхідно максимально використовувати магістральні схеми живлення;
- схеми електропостачання необхідно проектувати по блочному принципу, паралельні технологічні процеси повинні мати живлення від різних секцій шин, а взаємопов'язані процеси – від однієї системи;
- всі елементи мережі повинні знаходитися під напругою. Резервування забезпечується перерозподілом навантаження з урахуванням припустимих перевантажень обладнання;
- використовувати роздільну працю елементів схеми, наприклад від різних секцій збірних шин.

Всі схеми електропостачання поділяються на два типи, це є зовнішні – до пунктів прийому електроенергії і внутрішні. Внутрішні схеми розподілу електроенергії здійснюються:

- за радіальними схемами (рис. 3.1, *а, б, в*), перевагами яких є простота і надійність, а недоліками – підвищена вартість за рахунок наявності ЛЕП, підвищена кількість кольорових металів та апаратури;
- магістральними схемами (рис. 3.1, *г, д, е*), перевагами яких є краще завантаження магістралі струмом та зменшення кількості апаратури і кольорових металів, а недоліками є ускладнення схеми головних кіл і РЗА та зниження надійності у випадку виникнення відмови магістралі. Магістральні схеми використовують при розподіленні по території підприємства споживача.

На рис. 3.1 прийняті такі позначення: 1 – це підстанція верхнього рівня; 2 – це підстанція нижнього рівня.

У схемі живлення за магістральною схемою (відгалужувальних ПГВ) необхідність у високовартісних вимикачах відпадає, що набагато здешевлює схему електропостачання. Магістральні схеми з двостороннім живленням застосовуються на основі техніко-економічного обґрунтування, оскільки схеми ускладнюються, тобто

виникає необхідність установки перемички між вводами ліній живлення підстанції, а також ускладнюється релейний захист через що збільшується кількість електричних апаратів.

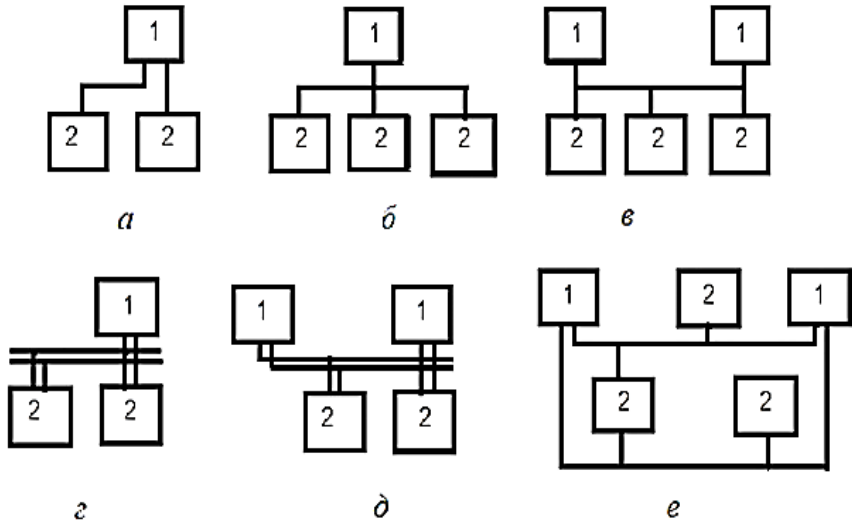


Рисунок 3.1 – Види розподільних мереж:

- a, б* – одиночні радіальні схеми з однобічним живленням;
- в* – одиночні радіальні схеми з двобічним живленням;
- г* – подвійні магістралі схеми з одиночним живленням;
- д* – подвійні магістралі схеми з двостороннім живленням;
- е* – кільцеві магістралі схеми.

Розглянуті радіальні і магістральні схеми виконуються, як правило, подвійними лініями, що живляться від окремих секцій підстанцій енергосистеми (незалежне джерело живлення), завдяки чому забезпечується високий рівень надійності електропостачання.

3.3 Напруги мереж живлення та розподілення електричної енергії

Вибір величини номінальної напруги живлячих мереж залежить від напруг мереж енергосистеми в даному районі, від потужності, що споживається підприємством, його віддаленості від джерела

живлення, кількості та потужності електроспоживачів (електродвигунів, електропечей, перетворювачів та ін.). Для електричних мереж енергоємних виробництв існує таке оптимальне співвідношення напруг та потужностей, що споживаються [90]:

- напруга 220 кВ, яку використовують для потужностей споживання в межах (120...150) МВА;

- напруга 110 кВ, яку використовують для потужностей споживання в межах (10...120) МВА;

- напруга 35 кВ, яку використовують для потужностей до 10 МВА, а також для живлення віддалених об'єктів;

- напруга 10 кВ, яку використовують при незначних відстанях електроспоживача від мережі живлення;

Розподільні мережі високої напруги енергоємного виробництва мають такі номінали [90]:

- напруга 110 кВ, яку використовують для систем першого ступеня розподілу електроенергії;

- напруга 35 кВ, яку використовують для енергоємних виробництв зі специфічними споживачами (електропечі, перетворювачі тощо), за таких умов зручною є побудова локальної мережі;

- напруга 10 кВ, яку використовують для другого ступеню розподілу електроенергії та як головну на території підприємства;

- напруга 6 кВ, яка має обмежене використання і застосовується для локальної мережі живлення потужних електродвигунів або для великої кількості електродвигунів невеликої потужності (до 500 кВт).

Розподільні мережі низької напруги мають такі номінальні значення:

- напруга 0,4 кВ, що найчастіше використовується при споживанні електроенергії, проте має підвищені втрати у мережі, що є певним недоліком електропостачання;

- напруга 0,66 кВ, яка має такі переваги, як: зменшення втрат в електричній мережі, зростання радіусу дії трансформаторної підстанції, а також підвищення коефіцієнта корисної дії працюючих електродвигунів за рахунок зниження величини номінальних струмів, але недоліком цього класу напруги є підвищена небезпека щодо обслуговуючого персоналу та необхідність додаткового ступеню трансформації для забезпечення живлення систем освітлення. Такий

клас напруги зазвичай застосовується при значній довжині мережі та для живлення електродвигунів потужністю більшою за 10 кВт.

3.4 Схеми зовнішнього живлення

Структура схем зовнішнього електропостачання в значній мірі залежить від характеристик джерел живлення, кількості прийомних пунктів електроенергії, їх розміщення на території підприємства. До того ж, наявність потужних електроприймачів з різкозмінними, нелінійними та несиметричними навантаженнями, характерними для енергоємних виробництв, суттєво впливає на якість постачаної електроенергії. Схеми зовнішнього живлення, як правило, виконуються за кільцевим принципом, що характерно для живлення крупних металургійних підприємств. Приклад кільцевої схеми наведено на рис. 3.2.

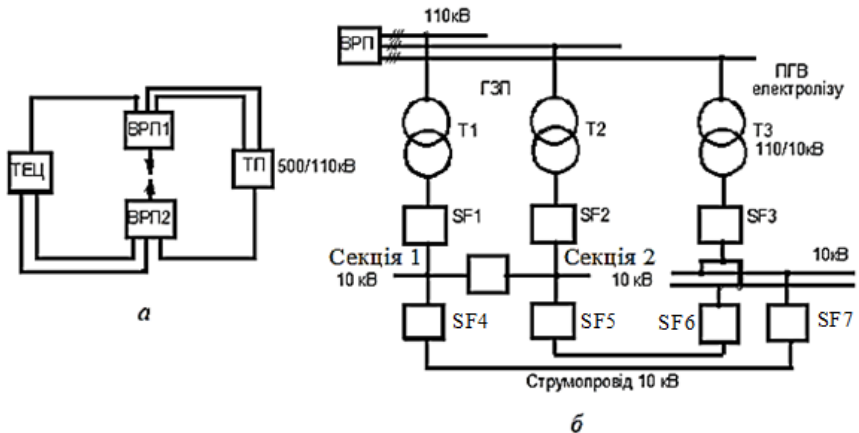


Рисунок 3.2 – Кільцеві схеми:

- а* – зовнішнього живлення; *б* – внутрішнього живлення;
- ВРП, ВРП 1 та ВРП 2 – вузлові розподільні підстанції 110 кВ;
- ГЗП – головна знижувальна підстанція; ПГВ – підстанція глибокого вводу;
- Т1, Т2 та Т3 – це силові трансформатори 110/10 кВ;
- SF1, SF2, SF3, SF4, SF5, SF6, SF7 – вимикачі

В умовах енергоємних виробництв підстанція живлення, наприклад, цеху електролізу є джерелом вищих гармонік, тому її

живлення здійснюється від окремої лінії за схемою глибокого вводу, яка є одним з варіантів схем зовнішнього живлення [32]. Такі схеми можуть використовуватися на класи напруг від 35 кВ до 220 кВ.

Головні переваги схем глибокого вводу є наступними:

- розміщуються в крупних вузлах споживання електроенергії для живлення електролізних установок, прокатних станів та інших;
- в умовах глибокого вводу виключаються проміжні РП та їх обладнання;

- спрощуються схеми первинної комутації;

- зменшується довжина мереж 10 кВ, що дозволяє знизити електричні втрати, зменшити кількість лінійної апаратури, здешевити або зменшити кількість конструкційних елементів тощо);

- зменшується значення ємнісних струмів, а також потужність реакторів та батарей статичних конденсаторів;

- забезпечується здійснення живлення споживачів з нелінійними, ударними та іншими навантаженнями окремими лініями, через що підвищується якість електроенергії;

- підвищення надійності електропостачання;

- зменшення капітальних та експлуатаційних витрат.

Схеми глибокого вводу виконуються наступними засобами:

- при напругах 110 кВ та 220 кВ живлення здійснюється кабельними та повітряними лініями;

- при напругах 330 кВ за допомогою повітряних ліній;

- при напругах (110...330) кВ можуть використовуватися струмопроводи з елегазовою ізоляцією.

Типи кабелів для виконання схем глибокого вводу є такими:

- оливонаповнені кабелі низького тиску, які зазвичай прокладають в землі або спеціальних кабельних каналах;

- кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену (Пв – ізоляцією), які мають більш високі техніко-економічні показники в порівнянні з оливонаповненими кабельними лініями. Це дозволяє рекомендувати їх в якості основних для використання у мережах 110 кВ та 220 кВ промислових підприємствах при високій щільності його забудови [32, 87, 100, 101]. Такі кабельні лінії прокладають на відкритих естакадах та галереях (див. таблиці 3.2 та 3.3).

Головним недоліком кабельних ЛЕП є підвищена коштовність, яка у (10...20) разів вище за вартість повітряних ліній. Натомість до переваг кабелів можна віднести зменшення охоронної зони та можливість використовувати схему лінія – трансформатор без додаткового комутаційного обладнання.

Схеми глибокого вводу мають два різновиди, а саме –радіальну схему (наприклад, лінія – трансформатор з роз'єднувачем, запобіжником або вимикачем, як показано на рис. 3.3, *а*). Другим різновидом є магістральна схема, приклад якої показано на рис. 3.3, *б*. Але її недоліком є можливість відключення магістралі, що може призвести до втрати живлення всіх підстанцій, які під'єднані до цієї магістралі. Для усунення цього недоліку використовуються пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ) та резервування.

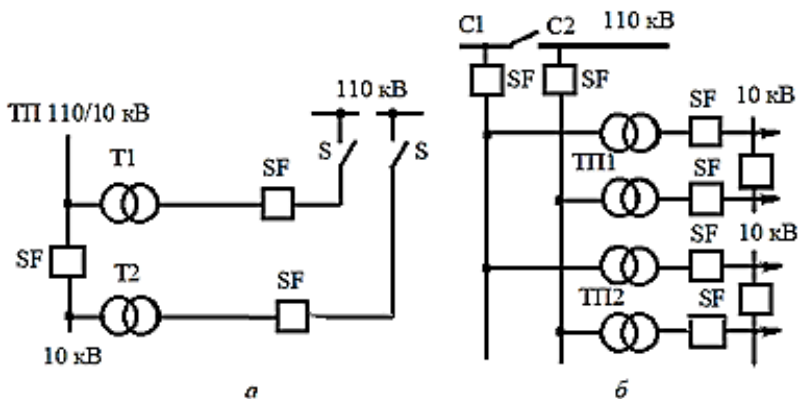


Рисунок 3.3 – Різновиди схем глибокого вводу:
а - радіальна схема; *б* - магістральна схема

3.5 Повітряні та кабельні лінії передавання електроенергії

У наступних нормативних документах надані визначення та головна термінологія повітряних та кабельних ліній передавання електроенергії, а саме: у ДСТУ 4754: 2007 – система кабельних лотків або система кабельних драбин, кабельна драбина, кабельний лоток; у ДСТУ 4499-1: 2005 – система кабельних коробів, кабельний короб зі

знімною кришкою, кабельний короб глухий, кабельний короб спеціальний; у ДСТУ EN 50086-1:2004 – система кабелепроводу, трубопровід, фітинг трубопроводу, металевий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, неметалевий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, вогнестійкий трубопровід і (або) фітинг трубопроводу, гладкий трубопровід, гофрований трубопровід, жорсткий трубопровід, гнучкий трубопровід.

3.5.1 Повітряні лінії електропередавання

Повітряна лінія електропередавання (ПЛ) – пристрій, призначений для передавання або розподілу електричної енергії по проводах із захисною ізолюючою оболонкою (ВЛЗ) або неізольованими проводами (ПЛ), що знаходяться на відкритому повітрі і прикріплені за допомогою траверс (кронштейнів), ізоляторів та лінійної арматури до опор або іншим інженерних споруд (мостів, шляхопроводів). Головними елементами ПЛ є наступні [12, 39, 48, 50]:

- проводи;
- захисні троси;
- опора, що підтримує дроти та троси на певній висоті над рівнем землі або води;
- ізолятори, що ізолюють дроти від тіла опори;
- лінійна арматура.

За початок та за кінець повітряної лінії приймають лінійні портали розподільних пристроїв. За конструктивним пристроєм ПЛ діляться на одноланцюгові (рис. 3.4, *а*) та багатоланцюгові, як правило – дволанцюгові (рис. 3.4, *б*).

Зазвичай ПЛ складається з трьох фаз, тому опори одноланцюгових ПЛ напругою вище 1 кВ розраховані на підвіску трьох фазних проводів (одного ланцюга) (рис. 3.6), на опорах дволанцюгових ПЛ підвішують шість проводів (два паралельні ланцюги). При необхідності над фазними проводами підвішується один або два грозозахисні троси.

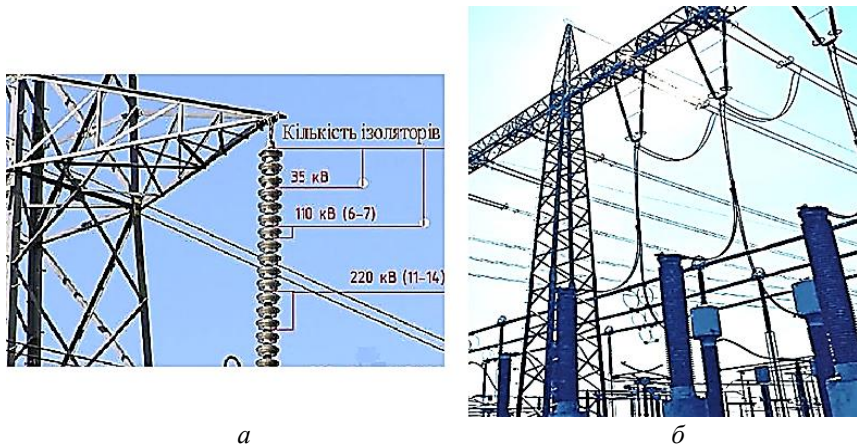


Рисунок 3.4 – Фрагменти ПЛ 220 кВ [2, 96]:

a – одноланцюгові з розрахунком кількості підвісних ізоляторів в ЛЕП;
б – дволанцюгові.



Рисунок 3.5 – Повітряна лінія електропередавання проводами СП монтується від понижувального трансформатора, що зазвичай знижує напругу з 10000 Вольт до 400 Вольт (10 кВ/0,4 кВ), до абонентів [87, 96]

На опорах ПЛ розподільної мережі напругою до 1 кВ підвішується від 5 до 12 проводів для електропостачання різних

споживачів по одній ПЛ (зовнішнє та внутрішнє освітлення, електричне господарство, побутові навантаження). ПЛ напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю окрім фазних проводів забезпечена ще й нульовим проводом.

Проводи повітряних ліній електропередачі в основному виготовляються з алюмінію та його сплавів, у деяких випадках з міді та її сплавів, виконуються з холоднотягнутого дроту, що володіє достатньою механічною міцністю. Однак найбільшого поширення набули багатодротяні дроти з двох металів з хорошими механічними характеристиками та відносно невисокою вартістю. До дротів такого типу відносяться сталєалюмінієві дроти зі співвідношенням площ поперечного перерізу алюмінієвої та сталеві частини від 4,0 до 8,0. Приклади розташування фазних проводів та грозозахисних тросів показані на рис. 3.6, а конструктивні параметри ПЛ стандартного ряду напруг наведені в таблиці 3.1.

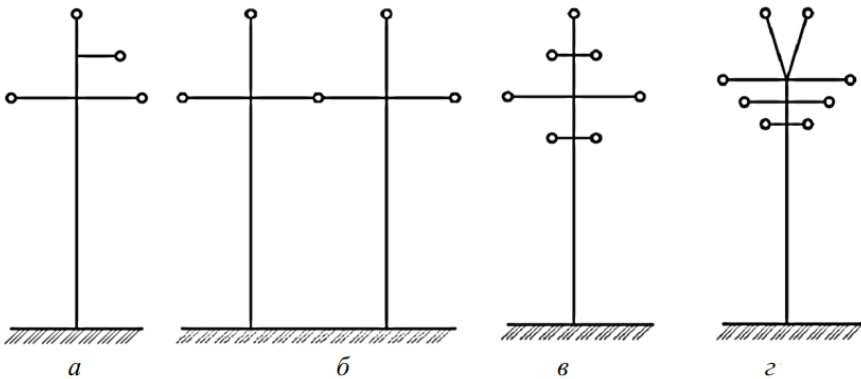


Рисунок 3.6 – Приклади розташування фазних проводів та грозозахисних тросів на опорах:

- a* – трикутне; *б* – горизонтальне; *в* – шестикутне «бочкою»;
- г* – зворотною «ялинкою»

Для всіх наведених варіантів розташування фазних проводів на опорах характерне несиметричне розташування проводів один до одного. Відповідно це веде до неоднакового реактивного опору та провідності різних фаз, обумовлених взаємною індуктивністю між

проводами лінії і як наслідок до несиметрії фазних напруг та падіння напруги.

Таблиця 3.1 – Конструктивні параметри повітряних ліній

Номінальна напруга ПЛ, кВ	Відстань між фазними проводами, м	Довжина прольоту, м	Висота опори, м	Габарит лінії, м
Менше за 1	0,5	40 – 50	8 – 9	6 – 7
6 – 10	1,0	50 – 80	10	6 – 7
35	3	150 – 200	12	6 – 7
110	4 – 5	170 – 250	13 – 14	6 – 7
150	5,5	200 – 280	15 – 16	7 – 8
220	7	250 – 350	25 – 30	7 – 8
330	9	300 – 400	25 – 30	7,5 – 8
500	10 – 12	350 – 450	25 – 30	8
750	14 – 16	450 – 750	30 – 41	10 – 12
1150	12 – 19	–	33 – 54	14,5 – 17,5

Щоб зробити ємність і індуктивність всіх трьох фаз ланцюга однаковими, лінії електропередавання застосовують транспозицію проводів, тобто змінюють їх розташування один відносно одного, при цьому кожний провід фази проходить одну третину шляху (рис. 3.7). Одне таке потрібне переміщення називається циклом транспозиції.

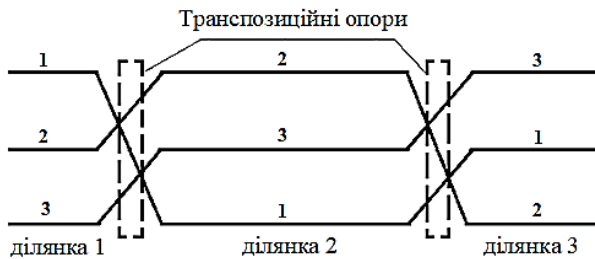


Рисунок 3.7 – Схема повного циклу транспозиції ділянок повітряної лінії електропередавання: 1, 2, 3 – фазні дроти [87]

Транспозицію фазних проводів повітряної лінії електропередавання з неізольованими проводами застосовують при напрузі 110 кВ і вище з протяжністю лінії 100 км і більше. Варто зазначити, що транспозицію струмопровідних жил іноді застосовують і в кабельних лініях (КЛ), крім того сучасні технології проектування та споруди ПЛ дозволяють технічно реалізувати керування параметрами лінії (керовані лінії, що самокомпенсуються, і компактні повітряні лінії надвисокої напруги) [87].

Проводи повітряних ліній виконуються неізольованими, що складаються з однієї або декількох звитих дротів. Проводи з одного дроту, що називаються однодротовими, мають меншу міцність, та їх використовують тільки на ПЛ лише напругою, меншою 1 кВ.

Багатодотові проводи, звиті з декількох дротів, використовуються на ПЛ всіх напруг.

Матеріали проводів та тросів мають задовольняти наступним головним вимогам:

- мати велику електричну провідність (найбільшу має мідь, потім бронза та алюміній, сталь має біль меншу електричну провідність);

- мати достатньою міцністю; сталевий дріт має межу міцності 65...70 (до 120) кг/мм², мідна – 39 кг/мм², алюмінієва – 15...16 кг/мм² ;

- витримувати атмосферні впливи (найбільшу стійкість мають мідні та бронзові дроти; дроти з алюмінію схильні до корозії, особливо на морському узбережжі, з великою кількістю солі; сталеві дроти руйнуються навіть при нормальних атмосферних умовах, через це їх оцинковують).

Мідь, як матеріал для дротів ПЛ є високовартісним матеріалом, через це перевага при виготовлення дротів надається алюмінію, сталі та їх сплавам [12, 39, 48, 50, 87]. В якості ізоляційного матеріалу використовується кабельний папір, просочений оливоканіфольним складником, пластмаса і гума. Розрізняють кабелі з нормальним просоченням, збідненим просоченням і просоченням складником, що не стікає. Кабелі зі збідненим або з просочуванням, що не стікає, прокладають вздовж траси з великим перепадом висот або вздовж вертикальних ділянок траси.

Бажання збільшити механічну міцність проводів призвело до виготовлення алюмінієвих дротів зі сталеним осердям, так званих сталеоалюмінієвих. Осердя виконуються з одного або декількох звитих сталевих дротів, а алюмінієві провідники, що покривають сталене осердя одним, двома або трьома повіями з струмопровідною частиною дроту. Струмопровідність сталеного осердя дуже мала, тому її можна не враховувати.

Для повітряних ліній електропередавання напругою меншою за 1 кВ використовують однодротові сталені проводи діаметром не меншим за 4 мм через те, що дроти меншого діаметра мають недостатню механічну міцність, та не більшим 5 мм, через те, що вигини однодротового проводу більшого діаметра можуть створити в його зовнішніх шарах такі остаточні деформації, які знижать міцність його механічну міцність.

Багатодотові проводи, скручені з декількох дротів, мають більшу гнучкість і можуть виконуватися будь-яким перерізом. Діаметри окремих дротів та їх кількість розраховується таким чином, щоб поперекові перерізи окремих дротів в сумі давали необхідний загальний переріз проводу. Зазвичай багатодотові проводи виготовляються з круглих дротів, причому в центрі розміщується один або декілька дротів однакового діаметра.

Дроти та троси виготовляються наступних марок [39, 48, 87]:

- **А** – з алюмінієвих дротів марки **АТ** (тверда невипалена) або **АМ** (випалена м'яка) сплавів **АН** та **АЖ**;
- **АС, АСКС** – зі сталеного осердя та алюмінієвих дротів;
- **ПС** – зі сталених дротів;
- **ПСТ** – зі сталеного оцинкованого дроту.

Сталеалюмінієві дроти виготовляються таких марок: **АС** (полегшеної конструкції); **АСУ** (посиленої конструкції). Найбільш доцільне використання дротів марки **АСО**.

Наприклад, маркування проводу **А-50** означає: алюмінієвий дріт перерізом 50 мм².

Номинальним перерізом називається округлене значення фактичного перерізу дроту.

Існує наступна шкала номінальних значень перерізів в міліметрах квадратних неізолюваних дротів: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 120, 185, 240, 300, 400, 500, 600, 700 мм².

Для ЛЕП напругою 110 кВ і більше мінімальне значення перерізу дротів згідно з механічною міцністю має бути не меншою 70 мм².

Самоутримний ізольований провід (СП) – це скручені в джгут ізольовані жили, які не вимагають спеціального утриманого троса. Механічне навантаження може сприйматися утриманою жилою або всіма провідниками джгута. Ізоляцію жил СП треба виготовляти із зшитого світло стабілізованого поліетилену, стійкого до впливу зовнішнього середовища; СП має бути стійким до поширення полум'я згідно з ДСТУ 4216:2003 «Випробовування електричних кабелів в умовах впливу вогню. Частина 1. Випробовування на поширення полум'я поодинокі прокладеного вертикально розташованого ізольованого проводу або кабелю». Цей тип проводу, призначеного для передачі та розподілення електроенергії в повітряних силових та освітлюваних мережах напругою від 0,6/1 кВ або до 35 кВ. Такі проводи на відміну від неізольованих мають ізолюючі поліетиленові покриття на фазних проводах і, в залежності від модифікації, мають або не мають подібне покриття на несучому нейтральному дроті. До того ж існує різновид СП без несучого проводу, у якого всі чотири дроти ізольовані. Всі три системи СП на даний час є рівноправними, тому що вони однаково отримали поширення в десятках країн.

Переваги СП проявляються при його використанні, а саме:

- не має потреби заземлення кожної опори ПЛ;
- відсутній ризик схлестування проводів;
- не виникає короткого замикання під дощем;
- не має потреби монтажу додаткових ізоляторів тощо;
- зменшується ширина просіки, а в місті – полоса відчуження землі;
- застосування СП зменшує експлуатаційні розходи до 80 %;
- зменшує можливість незаконних підключень для крадіжки електроенергії.

Сучасний ринок представлений дротами СП наступною класифікацією:

- система с неізольованою несучою сталевалюмінієвою жилою (СП-1);
- системи з ізольованою утриманою жилою (СП-2);
- самоутримні ізольовані конструкції (СП-3, СП-4 та СП-5).

СП-1 (рис. 3.8) нечасто використовують при монтажі ПЛ через значну вартість, низьку ефективність (технічні характеристики) та складність монтажу. Провід цієї марки конструктивно виготовляється з одного або трижильного (при трифазній системі електропостачання) струмопровідного провідника, який на всій протяжності лінії огортає неізольовану нейтраль.

СП-2 на відміну від СП-1 має ізоляцію абсолютно всіх жил (в тому числі нейтралі). Провід СП-2 також складається з одного або чотирьох струмопровідних жил та одного ізольованого нульового провідника. Ізоляція СП-2 виконана із зшитого поліетилену (світло стабілізованого).

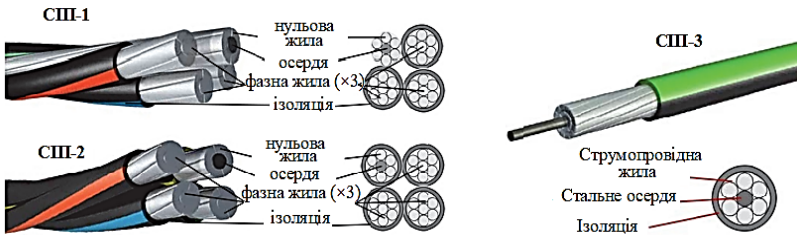


Рисунок 3.8 – Конструкція самоутримного ізольованого проводу (СП-1, СП-2, СП-3) [22, 87, 99, 100]

СП-3 – це самоутримний ізольований провід, який здатен передавати електроенергію на великі відстані. В цьому дроті всі жили повністю ізольовані, а кріплення до опор здійснюється за допомогою спеціальних анкерних затискачів, які надійно закріплюють нульову утриману жилу. Провід СП-3 складається з одного або чотирьох струмопровідних провідників і призначений для монтажу у високовольтних лініях (до 20 кВ). Нульова жила в СП-3 складається з декількох десятків жил (в залежності від перерізу), скручених навколо центрального сталюого проводу. Головна перевага такої конструкції від раніше двох зазначених – це більш низька вартість, тому що в такому разі не застосовується саме сталелегуючий сплав.

Проводи СП-4 та СП-5 практично не відрізняються одне від одного окрім матеріалу ізоляції. Ізоляція фазного і нульового провідників в СП-4 виготовляється з термопластичного поліетилену.

Ізоляція СПП-5 виконана зі світлостабілізованого зшитого поліетилену.

3.5.2 Кабельні лінії електропередавання

Кабельна лінія – це лінія для передавання електричної енергії або окремих її імпульсів, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів, кабельної арматури для під'єднання кабелів до електричних апаратів або шин розподільних пристроїв, а також систем, що підтримують кабелі, пристроїв кріплення і підтримування кабелів та арматури [20, 22, 87, 99, 100].

До систем, які підтримують кабелі та їх арматуру, належать системи кабельних трубопроводів, системи кабельних коробів, системи кабельних лотків і системи кабельних драбин. До пристроїв кріплення, які підтримують елементи КЛ, належать троси, кронштейни, консолі, підвіси, скоби, затискачі, хомути, ролики, ізолятори тощо.

За значенням номінальної напруги кабелі діляться на три групи: кабелі низької напруги (до 1 кВ), кабелі середньої напруги (6...35 кВ), кабелі високої напруги (110 кВ і більше). За родом струму розрізняють кабелі змінного та постійного струму.

Силові кабелі виконуються одножильними, двожильними, трижильними, чотирижильними та п'ятижильними. Одножильними виконуються кабелі високої напруги; двожильними – кабелі постійного струму; трижильними – кабелі середньої напруги.

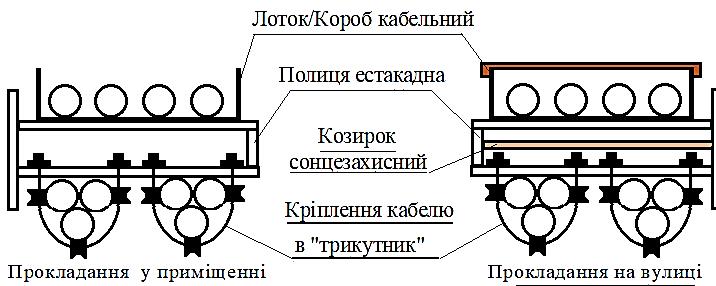


Рисунок 3.9 – Прокладання силових кабелів у приміщенні та на вулиці [20, 21, 101]

Кабелі низької напруги виконуються з кількістю жил до п'яти. Такі кабелі можуть мати одну, дві або три фазні жили, а також нульову робочу жилу *N* та нульову захисну жилу *PE* або суміщену нульову робочу та захисну жилу *PEN*.

Повітряно-кабельне з'єднання – це з'єднання повітряної і кабельної ліній електропередавання (ПКЗ), виконане на конструкціях опори повітряної лінії з установкою кабельних муфт. ПКЗ, що виконане в конструкціях наземної розподільної установки, називають «перехідний пункт».

Кабелі відповідно до матеріалу провідних жил енергії, що передається або інформації поділяється на дві групи:

- електричні кабелі з металевими жилами;
- кабелі з оптичними волокнами.

Кабелі з оптичними волокнами можуть мати додаткові металеві струмопровідні жили.

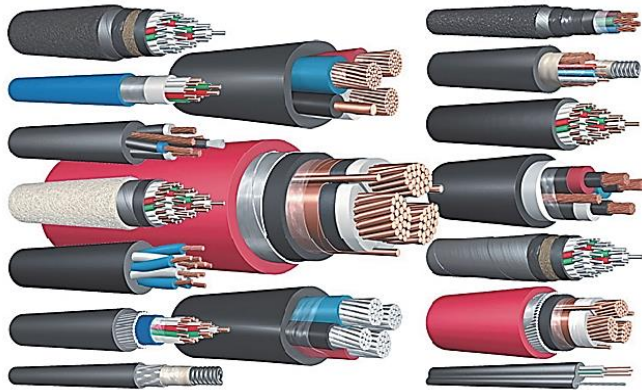


Рисунок 3.10 – Види кабелів [99, 100]

Електричні кабелі з металевими жилами класифікуються відповідно до порядку потужності передавання через кабелі, значенню напруги, типу ізоляції, призначенню тощо, та розрізняються за такими ознаками:

- силові кабелі низької, середньої та високої напруги;

- силові гнучкі кабелі;
- кабелі керування;
- контрольні кабелі;
- низьковольтні проводи та шнури;
- кабелі та проводи зв'язку;
- радіочастотні кабелі;
- спеціальні кабелі тощо.

Кабелі, призначені для передачі електричної енергії, що живить силові та освітлювальні пристрої, називаються *силовими*.

Кабелі, призначені для приєднання до приладів та апаратів розподільчих пристроїв, називається *контрольними*.

По типу ізоляції силових кабелів розрізняють:

- силові кабелі з паперовою ізоляцією, в тому числі просочені та оливнонаповнені;
- силові кабелі з гумою або полівінілхлоридною (ПВХ) ізоляцією;
- силові кабелі з пластмасовою ізоляцією.

Згідно зі значенням лінійної робочої напруги силові кабелі підрозділяються на:

- кабелі напругою від 1 кВ до 10 кВ;
- кабелі напругою від 20 кВ до 35 кВ;
- кабелі напругою 110 кВ та більше.

Силові кабелі складаються з одної, трьох або чотирьох одно- або багатодровових мідних або алюмінієвих жил, ізольованих одна від одної та оточуючого середовища паперово-просоченою, гумовою або пластмасовою ізоляцією, герметизованих свинцевими, алюмінієвими, пластмасовими або гумовими оболонками, та захищених, зазвичай, бронею зі сталевих стрічок або оцинкованого сталевих дроту, а також захисними антикорозійними покриттями.

Силові кабелі з гумовою ізоляцією струмопровідних жил призначені для передачі та розподілу електроенергії на змінній та постійній напрузі. Такі кабелі використовуються для прокладки на трасах з необмеженою різницею рівнів. Оболонки кабелів виготовляються з малостійкої гуми, що не поширює горіння, полівінілхлоридного (ПВХ) пластика або свинцю. Деякі марки виконуються броньованими (див. рис. 3.6). Такі конструкції дозволяють експлуатацію кабелів при температурі оточуючого

середовища від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Наприклад, на рис. 3.6 показано переріз високовольтного силового кабелю, розрахованого на напругу 400 кВ. В перерізі видно: великий провідник в центрі, який проводить струм, та менші провідники по зовнішньому колу, які діють як екран задля врівноваження напруження в товстому ізоляційному шарі поліетилену [100].

Кабелі зі зшитого поліетилену (рис. 3.11, *a*) призначені для передачі та розподілу електроенергії в стаціонарних пристроях номінальною напругою 1,0 кВ частотою 50 Гц в мережах з ізолювано. Або заземленою нейтраллю (марки АПвББШв, АПвББШп, АПвВГ, ПвВГ, ПвББШв) (див таблицю 3.1).

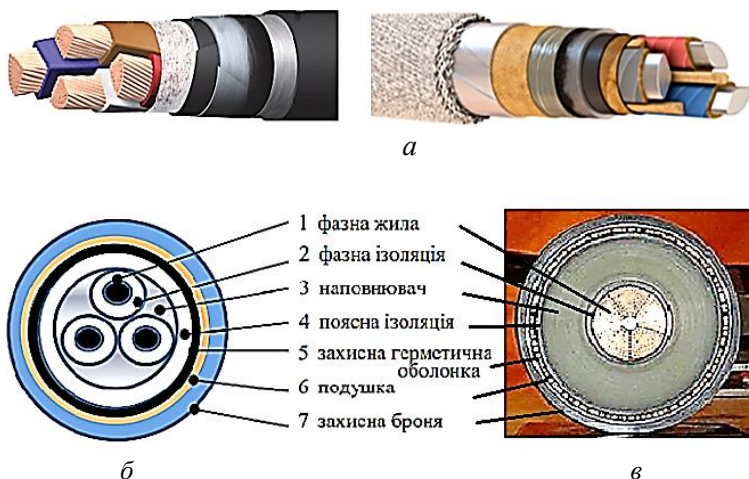


Рисунок 3.11 – Силовий кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену (*a*), схема конструкції броньованого трифазного кабелю (*б*) та високовольтний силовий кабель, розрахований на напругу 400 кВ (*в*) [100]

Технологія виготовлення високовольтних силових кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ-кабелі) є найбільш прогресивною в сучасній кабельній техніці, а зшитий поліетилен (ЗПЕ) ідеально підходить для ізоляції високовольтних кабелів напругою 110 кВ і більше.

ЗПЕ-кабелі мають менший діаметр та значно легші в порівнянні з паперово-масляною ізоляцією, що дозволяє прокладати їх значно довгими, через що значно зменшується кількість з'єднань та підвищується надійність ліній.

Струмopовідні мідні або алюмінієві жили ЗПЕ-кабелів виготовляються ущільненими та герметизованими, а при перерізу жили більшому за 1000...1200 мм² – сегментованими задля зменшення поверхового ефекту.

Внутрішній напівпровідний шар, ізоляція та зовнішній напівпровідний шар запресовуються одночасно з композиційним поліетиленом високої частоти, що зшивається. Металевий екран кабелю складається з мідних дротів та спірально накладеної стрічки. Переріз екрана обирається за умови протікання струмів короткого замикання (рис. 3.12).



Рисунок 3.12 – Силлові ЗПЕ-кабелі марок 2X(FL)2YVFST2Y, A2XS(FL)2Y та 2XS(FL)2Y [100]

Для надійного захисту ізоляції кабелів від вологи використовується оболонка з аліомополімерної стрічки, звареної з поліетиленової або ПВХ оболонкою, для радіальної герметизації. Окрім оболонки з поліетилену або ПВХ-пластика може використовуватися посилена поліетиленова оболонка з повздовжніми ребрами жорсткості (для складних трас), а також свинцева оболонка або гофрована алюмінієва оболонка.

Провідні світові фірми виробляють одножилінні ЗПЕ-кабелі напругою до 420...550 кВ з перерізом струмопровідної жили до 2500...3000 мм² та з пропускнуою здатністю до 1000 МВА. Останні роки знаходять застосування також трижилінні кабелі з ЗПЕ-ізоляцією в сталій трубі (кабель марки 2X(FL)2YVFST2Y), що дозволяє по можливості використовувати вже існуючі труби під час реконструкції старих ліній.

При виборі струмопровідних частин за умовами робочого режиму враховуються два чинники: нагрівання провідника тривалим робочим струмом та вимога економічності установки. При виборі перерізів провідників за умовами тривалості нагріву користуються таблицями допустимих тривалих струмів для провідників стандартних перерізів, складеними на підставі відповідних розрахунків і дослідів.

При виборі площі перерізів провідників необхідно також враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати енергії в провідниках. Густина струму, яка відповідає мінімуму сумарних експлуатаційних витрат, називають економічною густиною струму (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Економічна густина струму $j_{ек}$, А/мм² [99, 100]

Провідник	T_{max} , ГОДИН		
	до 3000	від 3000 до 5000	понад 5000
Неізольовані проводи і шини:			
з міді	2,5	2,1	1,8
з алюмінію	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою, провід з гумовою ізоляцією і жилами:			
з міді	3,0	2,5	2,0
з алюмінію	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією і жилами:			
з міді	3,5	3,1	2,7
з алюмінію	1,9	1,7	1,6

При виборі кабелів до споживачів на генераторній напрузі можна приймати тривалість використання максимального навантаження T_{\max} , рівною від 3000 годин до 5000 годин. Для шин зв'язку генераторів і трансформаторів на ТЕС і АЕС T_{\max} , більшою за 5000 годин, на ГЕС – T_{\max} , меншою за 3000 годин [105].

Для маркування кабелів (тобто те, що позначають літери та цифри) впроваджена система маркування кабелів і проводів. Всі наявні на сьогоднішній день матеріали, з яких роблять кабельну продукцію, позначені певними літерами (наприклад, Р – гума, П – поліетилен, В – ПВХ (вініл) і т. ін.), а їх позиція при маркуванні позначає з цього матеріалу зроблені – ізоляція, захист або броня.

Перша літера маркування кабелю це або літера «А» – алюміній, або пропуск. Пропуск означає «мідь». Таким чином, якщо на першій позиції ви бачите будь-яку іншу букву крім «А», це означає, що провідники зроблені з міді.

Матеріал ізоляції означає матеріал, який використаний для ізоляції алюмінієвих або мідних жил. Завдання цього шару – запобігати замикання жил між собою. Тут використовуються діелектричні матеріали: гума, поліетилену, ПВХ, фторопласт. Коли-то застосовувалася ще і папір, але зараз цей вид ізоляції майже не використовується.

Захисний шар кабелю (зовнішній покрив) – це зовнішня оболонка, яка захищає броню і/або провідники. Дуже часто тут використовуються ті ж самі матеріали, що й для ізоляції, але матеріал може і відрізнитися.

Захисна оболонка (внутрішня) – укладається під броню або зовнішній захисний шар, щоб вони не пошкодили ізоляцію а також для підвищення ступеню захисту (від води, температурних або механічних впливів). Присутня далеко не завжди. Броня кабелю – це сталеві стрічки (оцинковані або ні) або обплетення з дроту (круглим або плоским). Цей шар є не во всіх кабелях. Потрібен він для збільшення механічної міцності. Броньовані кабелі використовуються в тих місцях, де високий ризик їх пошкодження або присутні постійно діючі навантаження. Їх застосовують для прокладки в землі, на стовпах, під водою тощо. Для внутрішньої проводки броня не потрібна через відсутність критичних навантажень (див. рис. 3.13). Всі ці три оболонки йдуть після позначення матеріалу

жили, тобто це друга, третя і четверта букви (це якщо є літера «А»). Їх позначення і розшифровка є в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Місце розташування, характеристика, кодування і її розшифровка [99, 100]

1-ша позиція	Матеріал жили	А – алюміній; якщо літери немає – жили мідні
2-я позиція	З чого зроблена ізоляція	В – ПВХ (полівінілхлорид); П – поліетилен; Пв – вулканізований (зшитий) поліетилен; Пс – самозагасаючий поліетилен; Р – гума; НР – негорюча гума; Г – відсутність захисного шару (голий); Ф – фторопласт; Ц – плівкова ізоляція (для монтажних проводів); КГ – кабель гнучкий
3-я позиція	Тип захисної оболонки (якщо є)	А – алюмінієва; С – свинцева; П – поліетиленовий шланг; Пу – поліетиленовий шланг посилений; В – ПВХ шланг; Р – гума
4-я позиція	Вид броні (якщо є)	БС – броня свинцева; ББГ – сталева профільована стрічка; Бб – дві сталеві стрічки; Бл – броня з 2-х сталевих стрічок з подушкою (під нею) з пластмасових стрічок; Бн – сталеві стрічки, поверх яких намотана негорюча захисна оболонка; К – сталеві дроту, вкриті захисною сталевною стрічкою; Д – сталева обплетення з двох проводів; П – сталевий плоский дріт
5-я позиція	Вид зовнішнього покриву, конструкція кабелю	Р – захист від корозії (гідроізоляція), якщо «Г» відсутня – є захист від механічних навантажень; Е – екранований (зазвичай алюмінієва фольга); Про – проводи в ізоляції, сполучені обмоткою; В – якщо остання буква – паперова ізоляція, якщо після неї є інші – ПВХ; Шв – захист у вигляді вінілового шлангу; Шп – захист у вигляді поліетиленового шлангу; Шпс – поліетилен самозагасаючий; Н – негорючий склад

Для зручності роботи пропонується список позначень різних марок кабелю і проводу. Єдиної буквено-цифрової системи позначення кабельних виробів не встановлено. Існує технічне позначення матеріалів, з яких складаються елементи виробів, а також їх конструктивних особливостей [99, 100].

Таблиця 3.3 – Кабелі, які рекомендуються для прокладання в землі та у повітрі [99, 100]

Область застосування	З паперовою просоченою ізоляцією	З пластмасовою і гумовою ізоляцією
В землі (в траншеях) з середньою корозійною активністю: без блукаючих струмів	ААШв, ААШп, ААПл	АПвБбШв, АВБбШв
з блукаючими струмами	ААШп, ААБ2л, ААП2л	АПАШв, АПАШп, АВАШв
Прокладка в тунелях, каналах, кабельних півповерхах, виробничих приміщеннях: сухих	ААГ, ААШв, ААБлГ	АВВГ, АВРГ
вологих	ААШв, ААБлГ, ААБв	АВВБГ, АВРБГ
вологих з високою корозійною активністю	ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв	АВБбШв, АПАШв
Прокладка в пожежо- небезпечних приміщеннях	ААГ, ААШв, ААБвГ	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВБб, АВБбШв

Наведемо декілька розшифровок позначення кабелів з пластмасовою, гумовою та паперовою просоченою ізоляціями.

Скорочення, що застосовуються для позначення силових кабелів з ПВХ (вініловою) та гумовою ізоляцією (за ГОСТ 16442-80, ТУ16.71-277-98, ТУ16.К71-335-2004) є наступними:

– А – (перша буква) алюмінієва жила, за її відсутності – жила мідна за умовчанням (АСБл; ААБл; АВББ; АВВГ; АВВТ);

– АС – алюмінієва жила і свинцева оболонка (АС (провід); ААБл);

- АА – алюмінієва жила і алюмінієва оболонка (ААШв; ААБл);
- Бм – броня із двох сталевих стрічок з антикорозійним захисним покриттям (АВБбШв; ВБбШв);
- Б – без подушки (АВБбШв; ВБбШв);
- В – друга (за відсутності А) буква) ПВХ оболонка (ВВГ; ВВГнгд);
- Г – водозахисні стрічки герметизації металевого екрану (в кінці позначення);
- П – ізоляція або оболонка із термопластичного поліетилену (ПВС);
- Пс – ізоляція або оболонка із самогасного поліетилену (не підтримує горіння);
- Пв – ізоляція із вулканізованого поліетилену;
- Р – гумова ізоляція;
- Шв – захисне покриття у вигляді запресованого шлангу (оболонки) із полівінілхлориду (АВБбШв; ВБбШв);
- Шп – захисне покриття у вигляді запресованого шлангу (оболонки) із поліетилену.

Скорочення, що застосовуються для позначення силових кабелів з паперово просоченою ізоляцією (ППІ) згідно з ГОСТ 18410-73 є наступними:

- А – (перша буква) алюмінієва жила, при її відсутності – жила мідна за умовчанням (АСБл; ААБл; АВВГ);
- Б – броня із плоских сталевих стрічок (після символу матеріалу оболонки);
- АБ – алюмінієва броня (ААБл);
- СБ – (перша або друга (після А) буква) свинцева броня (АСБл);
- б – без подушки;
- л – до складу подушки входить додатково 1 лавсанова стрічка;
- 2л – до складу подушки входить додатково подвійна лавсанова стрічка.

Прокладання кабельних ліній здійснюється у надземних спорудах (використовується частіше), у підземних спорудах або в землі.

Залежно від місця прокладання, властивостей середовища, механічних зусиль, які впливають на кабель, рекомендуються різні марки кабелів (див. таблицю 3.2).

Як вже було раніше зазначено, споживачі 6 кВ та 10 кВ, як правило, отримують живлення кабельними лініями, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в РП, а потім в землі (в траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб станцій до відповідних шин також використовуються кабелі 6 кВ та 0,4 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних півповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, закріплених та стінах і конструкціях будівлі або вузлових розподільних підстанцій (ВРП).

Кабелі ліній, які відходять до споживачів, прокладають зазвичай в траншеях в землі. Кабелі генераторних, трансформаторних кіл, РП та ліній до двигунів власних потреб (ВП) електростанцій., як правило, мають невелику довжину і прокладаються в кабельних каналах, тунелях та відкритих шахтах. Їх вибір за умовами тривалого нагрівання здійснюється як для кабелів, прокладених на відкритому повітрі. Для кабелів, які прокладаються до механізмів ВП в котлотурбінному цеху, слід враховувати високу температуру повітря в цьому приміщенні.

Прокладання кабельних ліній повинно виконуватися таким чином, щоб під час монтажу або експлуатації було виключено виникнення в них небезпечної механічної напруги та пошкоджень, для чого необхідно передбачити наступні заходи:

- кабелі мають бути укладені із запасом по довжині, достатньою для компенсації можливих зсувів ґрунту або температурних деформацій самих кабелів та конструкцій, вздовж яких вони прокладені; укладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) забороняється;

- кабелі, прокладені горизонтально вздовж конструкцій, стін, перекриттях повинні бути жорстко закріплені в кінцевих точках, безпосередньо у кінцевих обробках, з обох боків вигинів і біля з'єднувальних та стопорних муфт;

- кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, повинні бути закріплені так, щоб запобігти деформації оболонки і не порушувалися з'єднання жил в муфтах під дією власної ваги кабелів.

Кабельні споруди і конструкції, на яких укладаються кабелі, повинні виконуватися з вогнестійких матеріалів [20, 21, 22, 48]. Забороняється виконання в кабельних спорудах будь-яких тимчасових пристроїв, зберігання в них матеріалів та устаткування. Кожна кабельна лінія повинна мати свій номер або найменування. На кабелях, прокладених в кабельних спорудах, бірки повинні розташовуватися по довжині не рідше, ніж через кожних 50 м.

На рис. 3.13 зображено: електрокабель, який може мати декілька жил; утрамбований ґрунт; захисний шар з червоної цегли, який також виконує функції індикації кабельної лінії при проведенні земляних робіт; подушка з піску, що зменшує механічні навантаження на кабельну лінію.

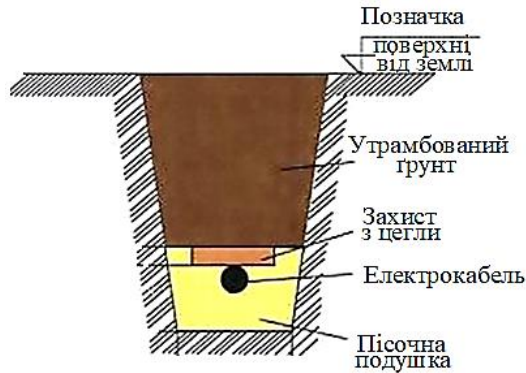


Рисунок 3.13 – Схема підземного прокладання електрокабелю [48]

Прокладання кабелів в тунелях, галереях і на естакадах згідно з ПУЕ має відбуватися при кількості кабельних ліній, що йдуть в одному напрямі, більшою за 20 (рис. 3.14). При прокладанні необхідно дотримуватися вимог прокладки кабелів в приміщеннях [20, 21, 22, 48].

Прокладання кабелів вздовж опорних конструкцій згідно з ПУЕ, мають враховувати, що конструкції, на які укладають неброньовані кабелі, повинні мати виконання, що виключає можливість механічного пошкодження оболонки кабелів (рис. 3.15). Кабелі, що прокладаються вертикально по конструкціях і стінах, повинні бути закріплені на кожній кабельній конструкції. Відстані між опорними

конструкціями приймаються відповідно до робочого креслення [20, 21, 22, 48].

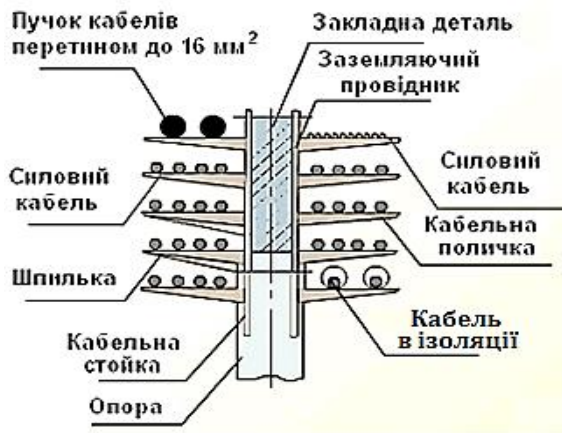


Рисунок 3.14 – Прокладання кабелів на естакаді [48]

При прокладанні силових і контрольних кабелів з алюмінієвою оболонкою на опорних конструкціях з відстанню 6000 мм має бути забезпечено залишковий прогин в середині прольоту, а саме: від 250 мм до 300 мм при прокладанні на естакадах і галереях, а також не менше 100 мм до 150 мм в решті кабельних споруд.

У місцях жорсткого кріплення неброньованих кабелів зі свинцевою або алюмінієвою оболонкою на конструкціях повинні бути прокладені прокладки з еластичного матеріалу (наприклад, листова гума, листовий полівінілхлорид); неброньовані кабелі з пластмасовою оболонкою або пластмасовим шлангом, а також броньовані кабелі допускається кріпити до конструкцій скобами (хомутами) без прокладок [20, 21, 22, 48].

Згідно зі СНіП 3.05.06- 85 конструкція і ступінь захисту лотків і коробів, а також спосіб *прокладання проводів та кабелів на лотках і в коробах* (розсіпом, пучками, багатошарово тощо) мають бути вказані в проекті. Спосіб установки коробів не повинен допускати скупчення в них вологи. Короби, які застосовуються для відкритих електропроводок, повинні мати, як правило, знімні або такі, що

відкриваються, кришки (рис. 3.16). При закритих прокладках слід застосовувати глухі короби.

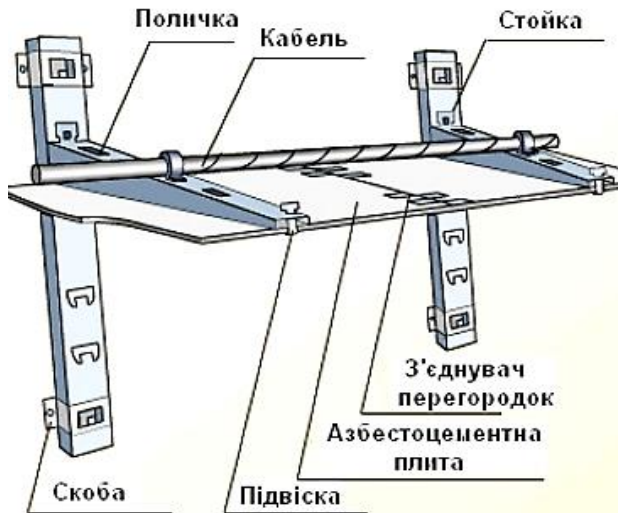


Рисунок 3.15 – Прокладання кабелів вздовж збірних кабельних конструкцій [48]

Дроти і кабелі, що прокладаються в коробах і на лотках, повинні мати маркування на початку та наприкінці лотків та коробів, а також в місцях підключення їх до електроустаткування, а кабелі, до того – на поворотах траси і на відгалуженнях.

По технології прокладання кабелів на сталевому тросі згідно з СНіП 3.05.06-85 кабелі (у полівінілхлоридній, свинцевій або алюмінієвій оболонках з гумовою або полівінілхлоридною ізоляцією) належить закріплювати до несучого сталевому каната або до дроту бандажами чи затискачами, що встановлюються на відстанях не більше 0,5 м один від одного (рис. 3.17) [20, 21, 22, 48].

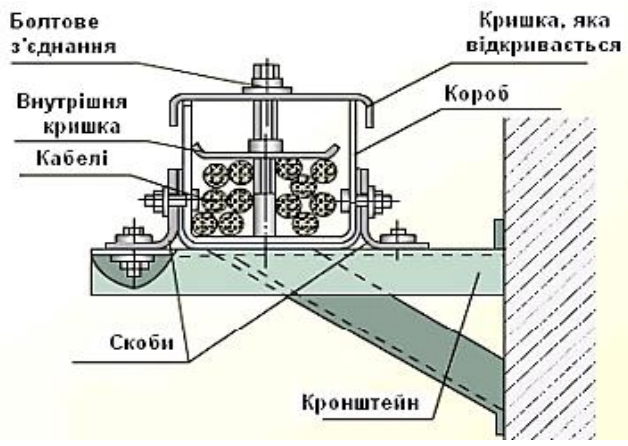


Рисунок 3.16 – Прокладання кабелів в коробі [48]

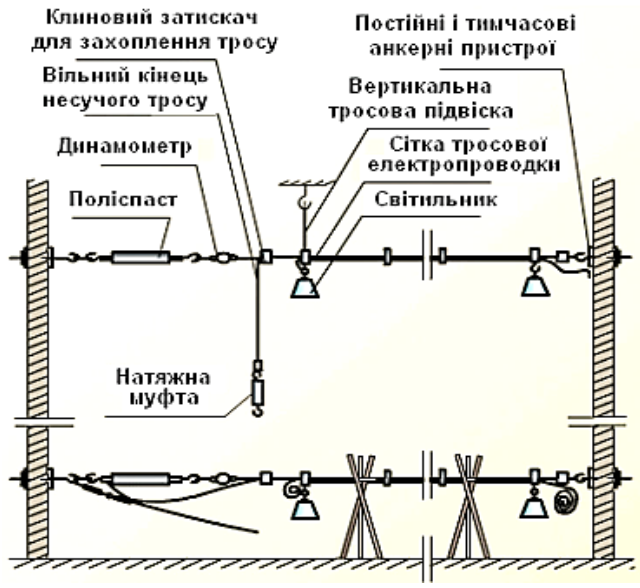


Рисунок 3.17 – Прокладання кабелів на сталевому тросі [48]

Вертикальні підвіски кабелів на сталевому канаті повинні бути розташовані, як правило, в місцях установки відгалужувальних коробок, штепсельних роз'ємів, світильників тощо. Стріла провисання каната в прольотах між кріпленнями повинна бути в межах від 1/40 до 1/60 довжини прольоту. Зрошування канатів в прольоті між кінцевими кріпленнями не допускається. Діаметр і марка каната, а також відстань між анкерними та проміжними кріпленнями каната визначаються в робочих кресленнях. Відстані між підвісками кабелів повинні бути не більше 800...1000 мм [20, 21, 22, 48].

Анкерні кінцеві конструкції повинні бути закріплені до колон або стін будівлі. Кріплення до балок і ферм не допускається. Сталевий канат і інші металеві частини для прокладки кабелів на канаті поза приміщеннями, незалежно від наявності гальванічного покриття, повинні бути покриті мастилом (наприклад, солідолом). В середині приміщень сталевий канат, що має гальванічне покриття, повинен бути покритий мастилом тільки в тих випадках, коли він може піддаватися корозії під дією агресивного навколишнього середовища [20, 21, 22, 48].

3.5.3 Види струмопроводів

В останні роки значна кількість ОРУ 110-500 кВ виконується з жорсткою ошиновкою, яка дозволяє створити компактні та економічні розподільні пристрої, що займають меншу площу, що мають нижче розташування шин, висоту порталів, ніж в ОРУ з гнучкою ошиновкою [60, 62, 76, 78, 87, 93]. Завдяки цьому скорочується довжина контрольних та силових кабелів, доріг, полегшується очищення ізоляторів, ремонт шинних конструкцій, покращується огляд шин та апаратів. При використанні жорсткої ошиновки знижується трудомісткість монтажних робіт. На основі конструкцій із жорсткими шинами створені конструкції високої заводської готовності, у тому числі компактні модулі та комплектні ПС. Все це дає змогу скоротити терміни спорудження РУ.

Широке використання отримало передавання електроенергії за допомогою струмопроводів при потужностях, більших за (15...20) МВА і можуть мати такі різновиди:

– жорсткі струмопроводи, які мають наступні особливості: мінімальна полоса відчуження, яка не перевищує 10 м; прокладка здійснюється у тунелях та галереях, що веде до здороження споруди; в якості матеріалу шин використовують алюмінієві сплави; внутрішнє встановлення (у зоні виробництва) використовується при нормальному середовищі, зовнішнє – із забрудненим середовищем зони виробництва. Приклад жорсткого струмопроводу показано на рис. 3.18;



Рисунок 3.18 – Варіанти жорстких струмопроводів відкритого розподільного пристрою на підстанції [93, 99]

– гнучкі струмопроводи, які мають такі особливості: структура струмопроводу – це один або декілька оголених проводів (як правило сталю-алюмінієві типу АС), які розміщені по периметру сталевих кілець на опорі з підвісним ізолятором; недоліком такого розміщення є збільшення охоронної зони до 18 м та недостатня стійкість до агресивного зовнішнього середовища; використовуються гнучкі

струмопроводи при достатньої території та мінімумі поворотів траси струмопроводу.

Різновиди гнучких струмопроводів в умовах ВРП показано на рис. 3.19.



Рисунок 3.19 – Види гнучких струмопроводів у ВРП-220 кВ [93, 99]

До головних переваг струмопроводів можна віднести їх підвищену експлуатаційну надійність та високу здатність перевантаження. Головний недолік – це їх підвищений індуктивний опір через їх конструктивні особливості.

3.6 Схеми розподільних мереж 10 кВ

Схеми розподільних мереж напругою 10 кВ мають три характерних види: радіальні, магістральні, які є найбільш економічними, та змішані схеми. Кожен з цих видів має власні різновиди [24, 27, 87, 93, 99]:

- одноступеневі схеми, які використовують на енергоємних виробництвах з підстанціями глибокого вводу, а також для малопотужних підстанцій;

- двоступеневі схеми, наприклад, знижувальна підстанція 110/35/10 кВ.

Для реалізації цих схем використовують наступні способи розподілення електроенергії:

- за допомогою повітряних ліній (ПЛ) (варто зазначити, що недоліками цього способу є мала пропускна здатність, важкість отримання магістральної схеми та неможливість в умовах підприємства виконати декілька паралельних ліній внаслідок обмеженої території);

- за допомогою кабельних ліній (КЛ), які використовуються у випадку, коли необхідно передавати потужність в одному напрямку за наступними умовами:

- а) при напрузі 6 кВ та потужності у межах від 15 МВА до 20 МВА;

- б) при напрузі 10 кВ та потужності у межах (25...35) МВА.

Одним з елементів таких розподільних мереж є розподільні пункти (РП). Проміжні розподільні пункти розміщують в цехах або виробничих корпусах при наявності високовольтних електроприймачів та декількох ТП 10 (6)/0,4 кВ, а також для живлення віддалених споживачів, наприклад компресорних або насосних станцій. Такі пункти мають живлення від трансформаторів головної знижувальної підстанції (ГЗП) або центральної розподільчої підстанції (ЦРП), або збірних шин при наявності декількох (від 8-ми та більше) ліній живлення окремих споживачів, що відходять від розподільного пункту. До особливостей цих схем можна віднести такі :

- розподільні пункти розміщують на межі зон живлення за умови відсутності зворотних потоків потужності;

- радіальні схеми живлення використовують при умовах розташування пунктів у різних напрямках від ГЗП або при підвищених вимогах надійності для споживачів першої категорії;

- в інших випадках використовують магістральні схеми з одно- або двостороннім живленням;

– для обмеження струмів короткого замикання у схемах використовують струмообмежувальні реактори. Приклад схеми живлення розподільних пунктів показано на рис. 3.20.

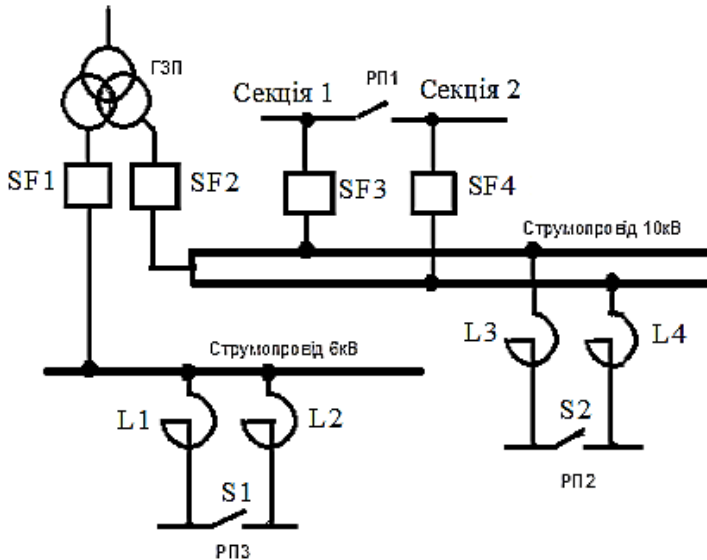


Рисунок 3.20 – Схеми живлення розподільних пунктів [93, 99]

3.6.1 Схеми живлення трансформаторних підстанцій та особливих груп споживачів

Живлення трансформаторних підстанцій та окремих електроприймачів може здійснюватися від розподільного пристрою РП 10 кВ головної знижувальної підстанції ГЗП, або підстанції глибокого вводу ПГВ, або від розподільних пунктів 10 кВ [32, 39, 43, 47, 87, 99]. Для живлення трансформаторних підстанцій використовуються практично всі види схем. Схеми живлення мають наступні різновиди: радіальні, магістральні, а також особливих груп споживачів.

Радіальні схеми живлення виконуються кабельними лініями та використовуються у випадках, коли підстанції розташовані у різних напрямках від джерела живлення, або коли потрібна підвищена

надійність електропостачання, а також для живлення індивідуальних споживачів, наприклад електродвигунів, печей тощо. Приклад принципової електричної схеми живлення сталеплавильних печей показано на рис. 3.21, а. До особливостей радіальних схем можна віднести те, що вони виконуються кабельними лініями; трансформатори як правило, підключаються без комутаційних апаратів «глухо», або через роз'єднувач. Для промислових підприємств є можливість підключення на один вимикач двох кабельних ліній, які йдуть до різних підстанцій.

Магістральні схеми є основним видом схем для живлення трансформаторних підстанцій і мають наступні особливості:

- до магістралі можуть підключатися до 5-ти трансформаторів потужністю (250...630) кВА або до 3-х трансформаторів потужністю 1000 кВА;

- схеми виконуються кабельними лініями; на вході магістралі встановлюють вимикачі навантаження або роз'єднувачі для зручності обслуговування.

Існують різновиди магістральних схем, одну з яких показано на рис. 3.21, б:

- одиночні з однобічним живленням (зображено чорним кольором), які використовують у випадках живлення однострансформаторних підстанцій, або при можливості перерви в електропостачанні на певний час, що необхідний для відключення, визначення місця пошкодження та відновлення пошкодженої ланки магістралі. Для підвищення надійності електропостачання використовуються з'єднання по мережі вторинної напруги часткою (15...20) % від загального навантаження;

- одиночні з двостороннім живленням (чорно-червоні), які використовують для живлення споживачів другої та третьої категорій споживачів. Особливостями таких схем є те, що вони мають назву «питлеві»; якщо обидва джерела живлення є рівноцінні, то живлення здійснюється з двох сторін, але у точці струморозподілу магістраль розмикається; для комутації використовують роз'єднувач або вимикач;

- кільцеві магістралі (чорно-червоно-синій), які мають такі особливості: використовуються для живлення споживачів другої та

третьої категорії при умові, що потужність підстанцій не перевищує 630 кВА;

– подвійні магістралі, які мають такі особливості: використовуються для споживачів першої та другої категорії; джерела живлення повинні бути незалежними; трансформатори на підстанціях працюють роздільно; допускається живлення від різних розподільних підстанцій або секцій збірних шин однієї розподільчої підстанції.

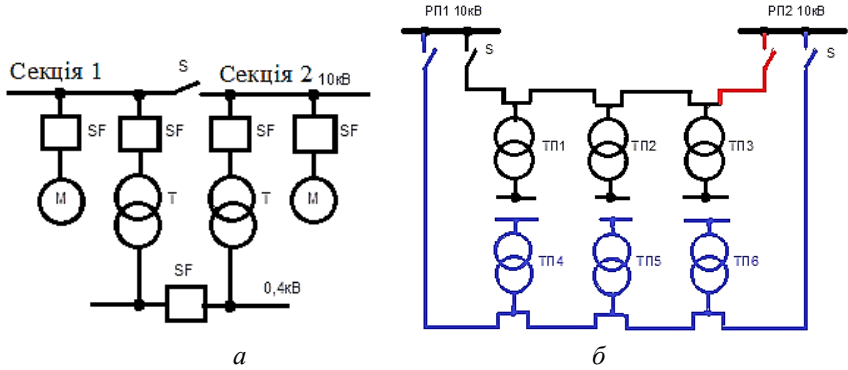


Рисунок 3.21 – Різновиди електричних принципних схем живлення трансформаторних підстанцій:

a – радіальна схема; *б* – магістральна та кільцева схеми

До особливої групи споживачів електроенергії відносяться споживачі з нелінійними, несиметричними, різко змінними та іншими видами специфічного навантаження. Живлення таких споживачів у нормальному режимі здійснюється від окремих секцій шин напругою 10 (6) кВ, які рекомендується підключати [32, 39, 43, 47, 87, 99]:

- до різних кіл розціпленої обмотки силового трансформатора;
- до різних кіл подвійного струмообмежувального реактора;
- до різних силових трансформаторів.

Системи освітлення з використанням ламп розжарювання, які найбільш чутливі до якості електроенергії, підключаються до секцій шин, які не живлять специфічне навантаження.

Однолінійну схему живлення плавильних дугових печей показано на рис. 3.22, де Т1, Т2 – силові трансформатори, під'єднані

до головної знижувальної підстанції ГЗП; Т3, Т4, Т5 – пічні трансформатори.

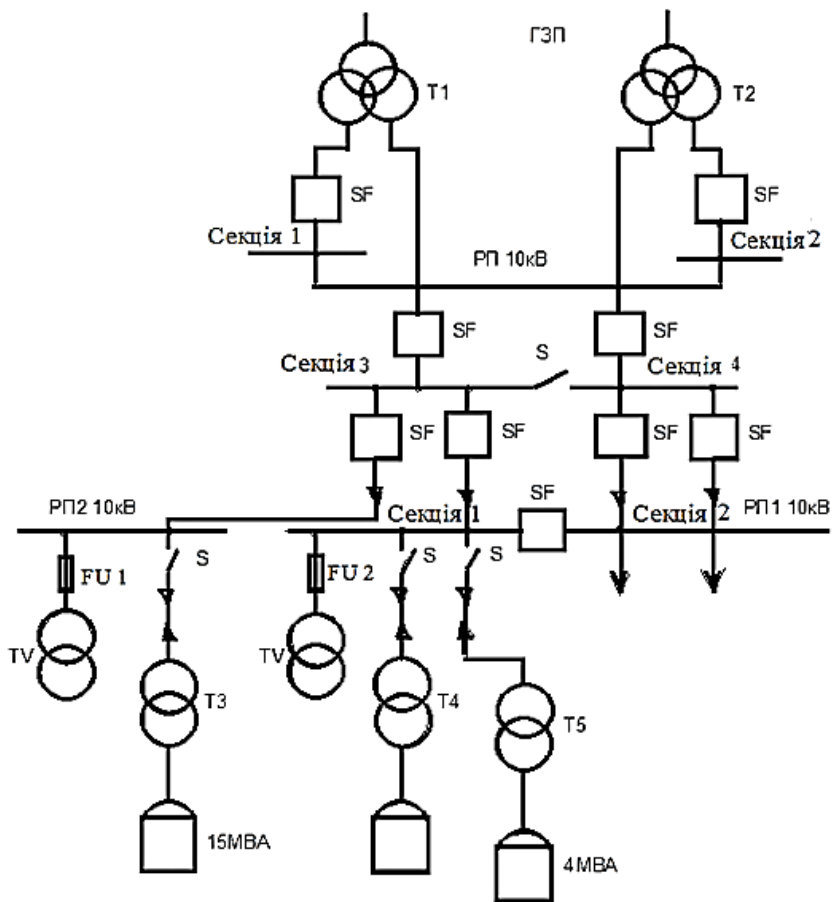


Рисунок 3.22 – Схема живлення сталеплавильних печей [39]

Особливості зображеної схеми на рис. 3.17 та загалом схем живлення та комплектуючого обладнання енергоємних виробництв є наступними:

- найбільш потужні плавильні печі отримують живлення радіальними лініями від окремих секцій збірних шин, наприклад піч потужністю 15 МВА від секції 3;
- менш потужні плавильні печі отримують живлення за двоступеневою радіальною схемою, наприклад, печі потужністю 4 МВА – від секції 1;
- у комплект плавильної печі входять сама піч та її пічний трансформатор;
- у безпосередньої близькості від печі встановлюється комірka КРУ з пічним вимикачем;
- для живлення потужних сталеплавильних печей може виконуватися локальна мережа на напругу 35 кВ, яку забезпечують три- або двообмоткові трансформатори.

3.7 Схеми силових мереж 0,4 кВ та 0,66 кВ

Електричні мережі напругою до 1 кВ на промислових підприємствах поділяються на мережі для електропостачання електросилових та освітлювальних установок. Тому електричні мережі мають назву силових та освітлювальних. Живлення силових та освітлювальних електроприймачів при напрузі 380/220 В рекомендується проводити від загальних трансформаторів при відповідності до існуючих стандартів [32, 39, 43, 47, 87, 99].

При напругах 0,66 кВ виникає необхідність встановлення додаткових трансформаторів 660/220 В і виконання додаткових електричних мереж на напругу 220 В для живлення люмінесцентних ламп, ламп розжарювання, тиристорних перетворювачів, систем контрольно-вимірювальних пристроїв та автоматики та інших споживачів аналогічного призначення.

3.7.1 Силові мережі напругою 0,4 кВ

Такі мережі підрозділяються на два типи [32, 39, 43, 47, 87, 99]: живлення та розподілення. Мережа живлення простягається від розподільного пристрою напругою 0,4 кВ або 0,66 кВ до низьковольтних розподільних щитів, пунктів та інших. Розподільна мережа простягається від низьковольтних пристроїв розподілу

електроенергії (НВРП) до конкретних електроспоживачів. Ці мережі виконуються за схемами, що показано на рис. 3.23:

– радіальні схеми розподілу електроенергії (рис. 3.18, *a*), які мають такі особливості: їх використовують у вибухо-та пожежонебезпечних, а також забруднених виробництвах, а також для живлення індивідуальних споживачів значної потужності (електродвигунів, електропечей, електрозварювальних установок тощо). Крім того, радіальні схеми використовують для живлення низьковольтних пристроїв розподілу електроенергії у випадку, якщо вони розташовані в різних напрямках від джерела живлення. Електропроводки при радіальних схемах зазвичай виконують кабельними лініями або проводами. Головними недоліками цих схем є негнучкість системи, бо у випадку перенесення технологічного обладнання у межах виробництва необхідна кардинальна переробка всієї мережі. До того ж, розподільні пристрої напругою 0,4 кВ або 0,66 кВ є більш громіздкими зі значною кількістю комутаційних апаратів;

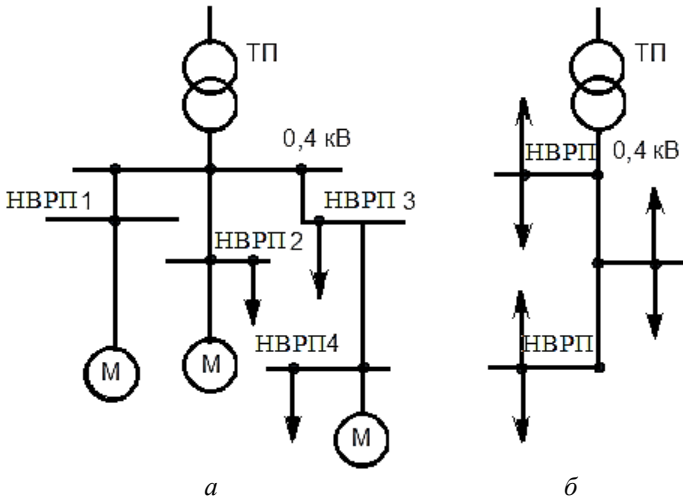


Рисунок 3.23 – Схеми розподілу електроенергії:

a – радіальна схема; *б* – магістральна схема блоку трансформатор-лінія.

– магістральні схеми розподілу електроенергії (див. рис. 3.23, б) використовуються у випадках, коли навантаження розподілені по площі цеху, та мають наступні особливості: вони використовуються при розподіленні по площі підприємства навантажень та найчастіше реалізуються за допомогою шинопроводів (при напрузі до 1000 В). Головними перевагами таких схем є висока надійність при експлуатації, універсальність, також їх використання дозволяє проводити пересування виробничо-технологічного обладнання без суттєвої зміни схем електричних мереж підприємства. За призначенням шинопроводи можуть бути наступних видів:

а) магістральні шинопроводи типу ШМА, які використовуються для підключення низьковольтних комплектних пристроїв (НКП) та окремих потужних електроспоживачів;

б) розподільні шинопроводи типу ШРА, які використовують для підключення електроспоживачів;

в) тролейні шинопроводи, які використовують для живлення пересувних електроспоживачів;

г) освітлювальні шинопроводи, які використовують для живлення світильників та електроспоживачів невеликої потужності звичайними проводами.

Як один з варіантів магістральної схеми широке застосування в умовах промислових підприємств з енергоємними споживачами отримала схема блока трансформатор-магістраль (див. рис. 3.23, б), яку виконано за допомогою комплектних магістральних та розподільних шинопроводів. В даній схемі розподільний пристрій низької напруги підстанції або відсутній, або виконується з невеликою кількістю ліній, що відходять для живлення освітлення та деяких електроспоживачів, наприклад, власних потреб [32, 39, 43, 47, 87, 99].

До магістрального шинопроводу підключаються розподільні шинопроводи, НКП та окремі електроспоживачі великої потужності. До розподільних шинопроводів через коробки відгалужень, що входять в комплект обладнання шинопроводу, підключають НКП та деякі споживачі електричної енергії.

3.8 Запитання для самоконтролю

3.8.1 Назвіть головні джерела живлення промислового підприємства з потужними споживачами.

3.8.2 Назвіть категорії електроспоживачів згідно надійності електропостачання.

3.8.3 Надайте перелік особливостей електроспоживачів енергоємних виробництв.

3.8.4 Який тип схеми електропостачання слід використати для скорочення кількості ступенів трансформації, її переваги та недоліки.

3.8.5 Назвіть головні принципи, що використовують для розробки схеми електропостачання промислових підприємств.

3.8.6 Назвіть головні переваги та недоліки номінальної напруги 0,66 кВ.

3.8.7 Види та структура кабельних розподільних мереж, їх використання.

3.8.8 Сформулюйте недоліки та переваги повітряних ЛЕП в умовах промислового підприємства.

3.8.9 Пояснить особливості використання жорстких струмопроводів у розподільних мережах.

3.8.10 Призначення та особливості схем розподільних пунктів цехової системи електропостачання.

3.8.11 Назвіть головні вимоги до схем живлення особливих груп споживачів енергоємних виробництв.

3.8.12 Назвіть головні види шинопроводів щодо їх призначення в мережі 0,4 кВ.

4 КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ

Комплектні екрановані струмопроводи (КЕС) використовуються для електричного з'єднання апаратів головних кіл розподільних пристроїв постійного або змінного струмів напругою до 35 кВ включно. Причому, системи з напругою до 1000 В мають назву шинопроводи, з напругою вище 1000 В – струмопроводи.

Головні вимоги до струмопроводів є наступними [46, 47, 48, 50, 60, 76, 78, 87]:

- стійкість до кліматичних та механічних чинників;
- електрична міцність ізоляційної конструкції;
- за температурою нагріву в експлуатації згідно ГОСТ 6024-90 встановлені такі допустимі значення температур нагріву: для лінійних шин – 120 °С, для екрану (оболонки) – 110 °С, для вбудованих апаратів – 80 °С [2, 32];

- термічна та динамічна стійкість;
- струмопровід повинен мати зварні оболонки та струмопровідні шини, а розбірні з'єднання можливі тільки для підключення до генераторів та електричних апаратів;

- у пофазно екранованих струмопроводах для компенсування зовнішнього магнітного поля між оболонками фаз наприкінці суцільно зварної ділянки встановлюють струмопровідні з'єднання між оболонками для компенсації небалансу навантаження;

- при виконанні контактних з'єднань струмопровідного контуру алюміній-мідь використовують перехідні алюмінієві пластини з біметалу алюміній-мідь, які виготовлені методом плакірування;

- опорні ізолятори для кріплення шин всередині оболонки повинні бути доступні без роз'єму оболонок. Для цього використовують як болтове кріплення ізоляторів до оболонки, так і встановлення методом ввертування.

Всі КЕС можна класифікувати за такими групами [20, 22, 46, 56, 61, 62, 76]:

- за використанням розрізняють два види: струмопроводи генераторної напруги (ГН) та струмопроводи власних потреб (ВП);

- за конструктивним виконанням розрізняють:

а) пофазно екрановані струмопроводи, які використовуються в умовах ГН на номінальні струми до 31,5 кА включно і в умовах ВП на номінальні струми 4 кА та вище. Приклад пофазно екранованих струмопроводів показано на рис. 4.1;

б) струмопроводи із загальним екраном, які використовуються на номінальні струми до 4 кА включно.

в) пофазно ізольовані струмопроводи з литою ізоляцією призначені для виконання електричних з'єднань у системах трифазного змінного струму від 800 А до 8000 А і напругою від 6 кВ до 170 кВ (рис. 4.2).

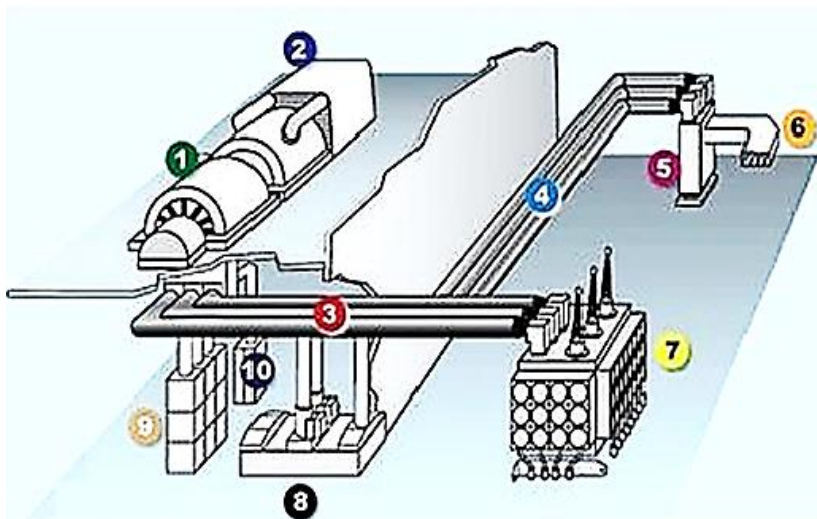


Рисунок 4.1 – Встановлення екранованого струмопроводу генераторної напруги на підстанції [2, 90, 93]:

- 1 – генератор; 2 – труба; 3 – пофазно-екранований струмопровід типу ТЕНЕ;
- 4 – допоміжний пофазно-екранований струмопровід типу ТЕНЕ;
- 5 – трансформатор власних потреб; 6 – трансформатор власних потреб типу ТЗКР або ТЗК; 7 – силовий трансформатор, що підвищує; 8 – система примусового охолодження (тільки для пофазно-екранованих струмопроводів типу ТЕНЕ);
- 9 – трансформатор збудження з пофазно-екранованим струмопроводом типу ТЕНЕ заземлення; 10 – нейтралі генератора.

Гнучкі екрановані струмопроводи виконуються у вигляді повітряної лінії, змонтованої на спеціальних залізобетонних або металевих опорах і підвісої на натяжних та підвісних гірляндах ізоляторів. Кожна фаза гнучкого струмопроводу виконується розщепленою і складається з кількох алюмінієвих або мідних проводів необхідного для розрахунку перерізу (рис. 4.2). Однією з переваг гнучких струмопроводів перед жорсткими є менша кількість ізоляторів, покриття яких може спричинити аварію. Крім того, велика кількість ізоляторів при жорстких струмопроводах значно їх дорожчає за рахунок вартості самих ізоляторів та вартості їх монтажу.

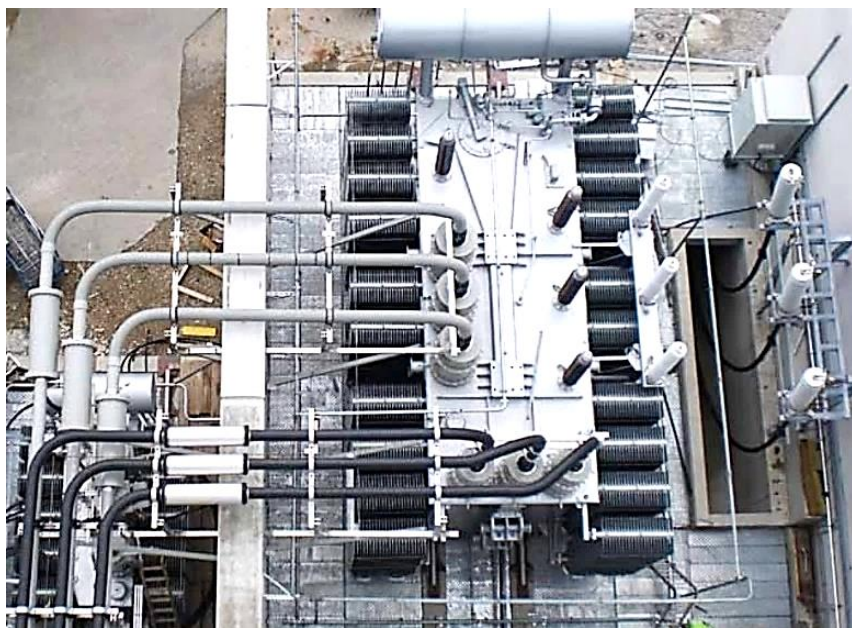


Рисунок 4.2 – Вид загальний траси пофазно екранованого та пофазно ізованого струмопроводів ГН виробництва групи компанії НТТ FERROMA [5, 73]

Гнучкі струмопроводи вимагають меншого догляду та спостереження в експлуатації порівняно з жорсткими. Недоліком гнучких струмопроводів є їхня загальна громіздкість. Вони

вимагають більшої площі для проходження на промисловому майданчику, ніж жорсткі струмопроводи.

Існує чотири типорозміри шинних пакетів симетричних струмопроводів, виконаних з алюмінієвих шин коробчастого перерізу (розміри надані в мм): $2 \times (100 \times 45 \times 6)$, $2 \times (125 \times 55 \times 6,5)$, $2 \times (150 \times 65 \times 7)$ та $2 \times (175 \times 80 \times 8)$.

Довжина прямих секцій 6 м відповідає будівельній довжині коробчастих алюмінієвих шин. Їх динамічна стійкість становить до 200 кА на відстані між фазовими розпірками 1,5 м. Недоліком жорстких струмопроводів є велика кількість опорних ізоляторів, що підвищує їх вартість та зменшує надійність.

Вид загальний та структура лінійної секції струмопроводу із загальним екраном показано на рис. 4.3, де використовують такі позначення: 1 – оболонка (екран); 2 – болтове з'єднання опорного ізолятора до оболонки; 3 – опорний ізолятор кріплення шини; 4 – елемент кріплення ізолятора і шини; 5 – шина з елементом роз'ємного (болтового) кріплення; 6 – люк для обслуговування;

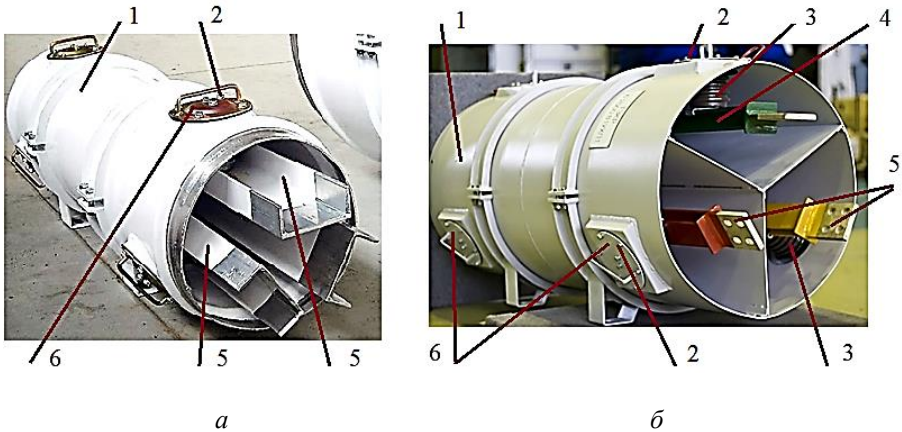


Рисунок 4.3 – Струмопроводи комплектні пофазно екрановані закриті напругою до 1,2 кВ серії ШЗК (а), напругою 6 кВ та 10 кВ серій ТЕНЕ, ТЕНП, ТЗМЕ, ТЗК, ТЗКР та ТЗКЕП (б) зі спільним екраном [92, 93]

4.1 Конструкції струмопроводів пофазно екранованого типу (генераторні КЕС)

Струмопроводи генераторного типу – це особливий тип провідників, які здатні передавати змінний струм з високими номінальними значеннями і можуть витримувати значні струми короткого замикання, зазвичай мають місце при КЗ на виводах генераторів [91, 92, 93]. Ці провідники призначені для досягнення максимальної експлуатаційної безпеки та надійності.

Кожний фазний провід розташований у центрі окремого заземленого екрану (оболонки), виконаного з провідного та немагнітного матеріалу (алюмінію). Він утримується у концентричному положенні за допомогою опорних ізоляторів (див. рис. 4.3). Між екранами крайніх фаз та центральної фази виконані повітряні зазори, таким чином, щоб фазні провідники та екрани були відокремлені один від одного. У разі пробоя ізоляції однієї фази іонізований дугою струму однофазного замикання на землю повітря не може погіршити ізолюючу здатність інших фаз і таким чином замкнути їх на коротко. Короткозамкнені екрани мають значну екрануючу дію на магнітні поля різних фаз, зменшуючи таким чином електродинамічні сили, що діють на провідники, і, отже, на ізолятори під час коротких замикань. Генераторні струмопроводи з електрично короткозамкненими екранами є стандартним технічним рішенням для забезпечення потужності великих генераторів, через те, що вони мають низку переваг, таких як:

- міжфазне коротке замикання стає неможливим;
- досягається здатність витримувати значні струми коротких зовнішніх замикань при використанні відносно малої кількості ізоляторів;
- короткозамкнені екрани компенсують зовнішні магнітні поля так, що їх залишкові значення стають незначними;
- усуваються джоулеві втрати та гістерезисні втрати в близько розташованих сталевих конструкціях та проблеми електромагнітної сумісності;
- ізолятори, що слугують опорами для провідників, захищені від пилу та вологи;

– екранування провідників усередині кожухів повністю гарантує безпеку обслуговуючого персоналу;

– технічне обслуговування мінімізується. Найдовші з можливих секцій, так звані «транспортні блоки», зварюються на виробництві. Генераторні струмопроводи з'єднуються між собою за допомогою провідних з'єднань на обох кінцях. В результаті цього з'єднані кожухи утворюють контур, що екранує, з індукованим струмом, що проходить вздовж них по всьому поперечному перерізу. Цей струм майже дорівнює струму, що проходить фазними провідниками, але його напрямок протилежний. Тому магнітне поле зовні кожухів компенсується таким чином, щоб воно знизилося до низького залишкового значення за рахунок взаємного усунення концентричних полів, що відносяться до струмів у провіднику та кожусі відповідно.

Наприклад, струмопроводи комплектні пофазно-екрановані генераторною напругою 10 кВ, 20 м, 24 кВ та 35 кВ з компенсованим зовнішнім електромагнітним полем серій ТЕНЕ і ТЕНП на номінальні струми від 1600 до 33000 А призначені для електричних з'єднань на електричних станціях, в колах 50 Гц та 60 Гц турбогенераторів потужністю до 1500 МВт із силовими підвищувальними трансформаторами, трансформаторами власних потреб, перетворювальними трансформаторами та трансформаторами тиристорного збудження генераторів [76, 87, 91, 92, 93].

Струмопроводи генераторної напруги можуть бути застосовані також для інших об'єктів енергетики, промисловості, транспорту, сільського господарства тощо.

Головними перевагами таких конструкцій є наступне:

- максимально висока надійність в експлуатації;
- практично повна відсутність міжфазних коротких замикань;
- мінімальний рівень втрат при експлуатації.

Головним недоліком генераторних КЕС є їх висока вартість.

Приклад запису позначення струмопроводу пофазно-екранованого комплектного з безперервними оболонками та природним охолодженням на клас напруги 10 кВ з номінальним струмом 4000 А, зі струмом електродинамічної стійкості 250 кА, виконання УХЛ, категорії розміщення 1 при його замовленні та в документації є таким [81]:

Струмопровід ТЕНЕ-10(20)-4000(6000)-250(275) УХЛ1:

де Т – струмопровід;
 Е – екранований,
 Н – безперервний;
 Є – спосіб охолодження (вентиляція природна), або
 П – вентиляція примусова;
 10 (20) – номінальна напруга, кВ;
 4000 (6000) – номінальний струм, А;
 250 (275) – струм електродинамічної стійкості, кА;
 УХЛІ – кліматичне виконання та категорія розміщення за ГОСТ 15150.

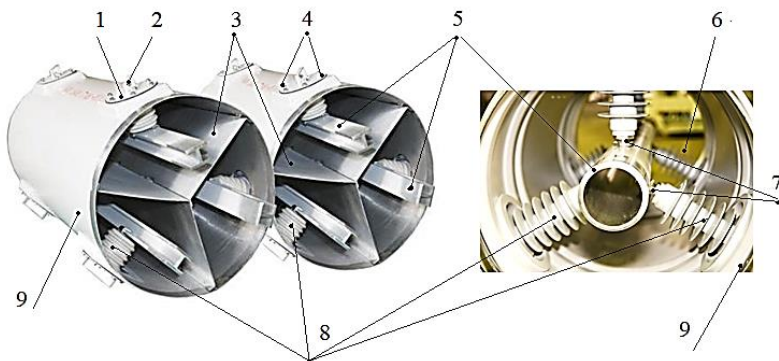


Рисунок 4.4 – Структура опорного вузлу струмопроводу ТЕНЕ – 10 (20) опорного блоку та струмопроводу SB 400 А...6300 А виробництва Metabar компанії C&S Electric (Індія) [81, 93]

До особливостей конструкції можна віднести наступні:

- оболонки струмопроводу з'єднуються між собою гальванічно та заземлюються наприкінці траси струмопроводу;

- опори кожного монтажного блоку ізолюються від опорної металоконструкції, як це показано на рис. 4.4, де прийнято наступні позначення: 1 – сталева пластина; 2 – опора оболонки; 3 – опорна металоконструкція; 4 – болтове кріплення; 5 – шина; 6 – внутрішнє повітря; 7 – ізоляційні пластини; 8 – опорний ізолятор; 9 – оболонка.

- температура нагріву металоконструкцій не повинна перевищувати 40 °С;

- оболонки створюють замкнуту трифазну систему, в якій індукуються струми, які приблизно однакові з номінальним струмом

і мають зворотній напрямок. В місцях гальванічного з'єднання оболонок сума струмів наближена до нуля. Наявність циркулюючих струмів зменшує і компенсує зовнішнє електромагнітне поле і, відповідно, втрати в елементах металоконструкцій;

- всередині оболонки магнітна індукція теж знижується, що зменшує електродинамічні зусилля в декілька разів;

- кріплення опорного ізолятора шин дозволяє виймати його без розбору оболонки;

- в якості комплектуючого обладнання головних кіл струмопроводу використовують наступні електричні апарати: генераторні вимикачі, наприклад, ВГГ-20, роз'єднувачі РВРЗ-20, заземлювачі ЗР-24, трансформатори струму ТШВ-20, трансформатори напруги ЗНОМ та інше обладнання;

- підпружинений сталевий контактний стрижень 2 використовується для усунення іскріння (ємкісні розряди) між шиною та ізолятором у випадку їх нещільного прилягання, наприклад в умовах коливання температури нагріву.

Струмопровід типу ТЕНЕ – 20 складається з окремих монтажних блоків, які можуть з'єднуватися між собою в необхідній послідовності в залежності від схеми електроустановки. Вид загальний та структура елемента з'єднання показано на рис. 7.5, де використовують такі позначення: 1 – струмопровідна шина; 2 – муфта сполучення; 3 – пружина; 4 – шинний компенсатор; 5 – ущільнювальна прокладка; 6 – кільце герметизування; 7 – напівфланець; 8 – заземлення муфти; 9 – захисний кожух; 10 – хомут; 11 – заземлення секції; 12 – захисна оболонка.

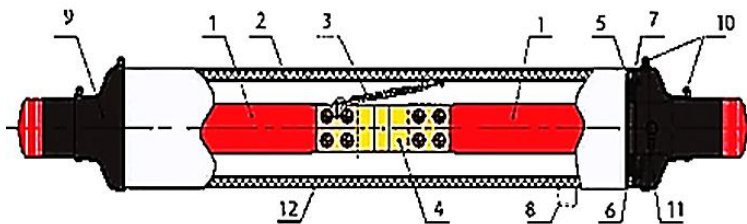


Рисунок 4.5 – Вид загальний та структура елемента з'єднання [81, 93]

Розглянемо декілька прикладів струмопроводів різних світових виробників.

Пофазно-ізольовані струмопроводи з литою ізоляцією групи компаній НТТ FERROMA (ДЮРЕСКА) (див. рис. 4.2 та 4.4) [81, 93] призначені для виконання електричних з'єднань у системах трифазного змінного струму:

- напругою від 6 кВ до 170 кВ;
- номінальним струмом від 800 А до 8000 А;
- під час прокладання зведеної лінії до 12 000 А.

Струмопроводи мають велику стійкість до динамічних навантажень:

- струм динамічної стійкості до 750 кА,
- струм термічної стійкості до 300 кА.

Ці струмопроводи призначені для експлуатації у кліматичному виконанні УХЛІ категорії розміщення 1, при температурі навколишнього середовища від -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$ в умовах підвищеної вологості та різкої зміни температур. Ступінь захисту струмопроводів до IP68 включно за рахунок їх конструкції (рис. 7.4).

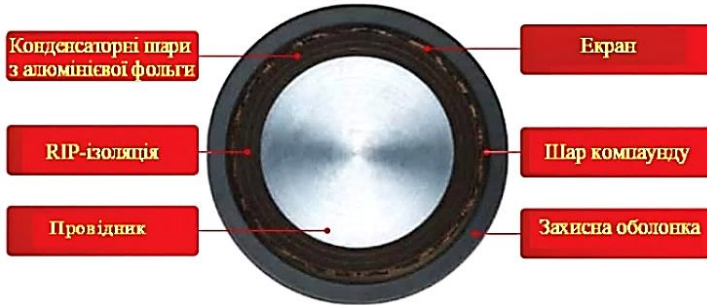


Рисунок 4.6 – Конструкція пофазно-ізольованого струмопроводу

RIP-ізоляція складається з шарів висушеної у вакуумі та просоченої епоксидною смолою крепированого паперу. Конденсаторні шари із алюмінієвої фольги служать для вирівнювання електричного потенціалу за товщиною ізоляції.

Провідник виконаний з алюмінію або міді.

Екран забезпечує високу експлуатаційну безпеку, а також безпеку обслуговуючого персоналу. Виконується з мідного обплетення, рівномірно розподіленою по основній ізоляції. На кінцях секцій мідне обплетення закріплюється механічно між кріпильними кільцями та надійно з'єднується із контуром заземлення. Шар компаунду створює додатковий бар'єр від проникнення вологи та дозволяє уникнути виникнення порожнин усередині ізоляції.

Струмопроводи з таким видом ізоляції застосовуються на об'єктах:

- електроенергетики;
- нафтогазовидобувної галузі;
- цивільного будівництва;
- морського базування.

Малогабаритні струмопроводи з литою ізоляцією (рис. 4.7) низької та середньої напруги серії Vetobar-г призначені для передачі та розподілу електроенергії у ланцюгах змінного або постійного струму напругою від 0,4 кВ до 24 кВ, номінальним струмом до 6300А та частотою 50 Гц – 60 Гц.

Струмопроводи з таким видом ізоляції застосовуються у великих будівлях з підвищеною етажністю, промислових установках, електростанціях, розподільних підстанціях і великих розподільних установках до 400 Гц, для фідерів розподільних пристроїв, генераторів або дуже великих двигунів.



Рисунок 4.7 – Конструкція струмопроводу RBC серії - Vetobar-г з литою ізоляцією [81, 94]

Високовольтні *струмопроводи з еластичною ізоляцією* (ГИЛ) є найсучаснішою та інноваційною розробкою в галузі струмопровідних систем для електроенергетики (рис. 4.8). Вони призначені для

передачі електричної енергії напругами від 110 кВ до 1200 кВ з номінальними значеннями струму до 8000 А. На даний час по всьому світу їх експлуатується понад 156 км.

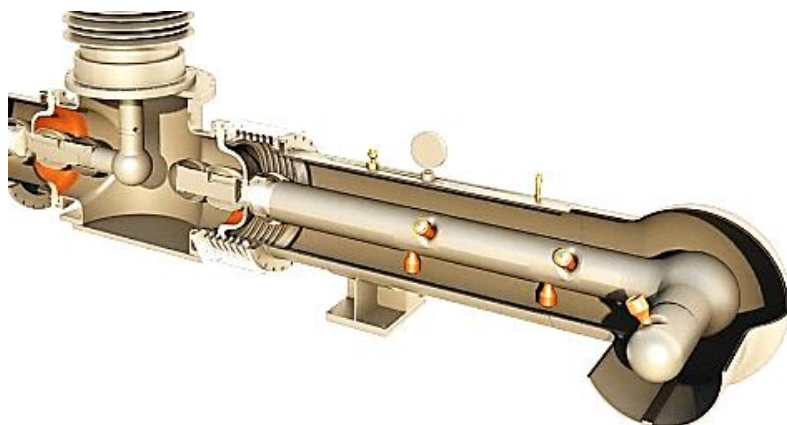


Рисунок 4.8 – Конструкція струмопроводу з елегазовою ізоляцією [81, 94]

Магістральний шинопровід Metabar з багатошаровою ізоляцією призначений для роботи в електричних мережах постійного та змінного струму частотою 50 Гц або 60 Гц на напругу до 1000 В у промислових, комерційних, адміністративних будинках, на об'єктах інфраструктури, у багатоповерхових та багатофункціональних будинках, де є необхідність щільності розподілу енергії між поверхами та на поверхах, а також високі вимоги до електробезпеки та експлуатації будівель.

Шинопровід призначений для розподілу електроенергії, як в горизонтальній, так і в вертикальній прокладаннях. Висота вертикального прокладання шинопроводу не обмежується. Шинопровід повністю пожегобезпечний, бо він не горючий, не поширює полум'я вздовж і всередині шинопроводу в місцях переходу з одного приміщення до іншого.



Рисунок 4.9 – Шинопроводи магістральні серії Metabar Bustrunking CB 400 А...6300 А виробництва C&S Electric [81, 93]

До переваг можна віднести близьке розташування збірних шин, що зменшує індуктивний опір, активний опір, повний опір та падіння напруги порівняно з кабельними системами та іншими системами збірних шин.

Спеціально спроектований корпус виконує функцію тепловідведення, що покращує теплові характеристики та забезпечує значну механічну міцність та стійкість при короткому замиканні. Система збірних шин не має ефекту тяги, що забезпечує підвищену стійкість до поширення вогню. Під час установки автоматично підтримується полярність. Систему можна встановити паралельно або перпендикулярно площині, горизонтально або вертикально в будь-якому напрямку з будь-якими вигинами, розгалуженнями тощо.



Рисунок 4.10 – Струмопроводи серії EON Польської компанії HOLDUCT [81, 93]

Компактна конструкція та сталевий корпус дозволяють створювати набагато нижче електромагнітне поле навколо системи збірних шин, ніж навколо кабелю. Збірні шини не створюють електромагнітних перешкод для інформаційних систем.

4.2 Конструкції струмопроводів власних потреб

Струмопроводи власних потреб (СВП) мають оболонку круглого зрізу та шини, які розміщено по вершинах трикутника (див. рис. 4.3, 4.4, 4.10) [81, 93]. Струмопровід складається з окремих монтажних блоків різного функційного призначення. Головні переваги таких конструкцій наступні:

- скорочення електричних втрат у мережі за рахунок зменшення струму в оболонці (екрані);
- зменшення матеріалоемності за рахунок екрану;
- безпечність обслуговування у процесі експлуатації;
- захист струмопровідних шин та ізоляторів від негативних чинників оточуючого середовища.

Розрізняють дві групи СВП. До першої групи відносяться системи з номінальним струмом до 1600 А. Головними особливостями цієї групи є сталеві оболонки, переріз шин – прямокутний, швелер або тавр (в залежності від значення струму), охолодження природне, оболонки та шини безперервні.

До другої групи відносяться системи з номінальним струмом більше за 1600 А. Головними особливостями цієї групи є круглі оболонки з алюмінієвого сплаву, переріз шин – швелер або труба, охолодження природне, оболонки та шини – безперервні. Приклад маркування має наступний вид [93]:

Струмопроводи закриті, круглі, із загальною для трьох фаз оболонкою, з міжфазовими розділовими перегородками (і без перегородок) призначені для виконання електричних з'єднань у ланцюгах трифазного змінного струму частотою 50 Гц напругою до 10 кВ власних потреб електростанцій та напругою від 6 кВ до 15 кВ призначені для виконання електричного з'єднання головного ланцюга генератор-підвищує блокувальний трансформатор для ТЕЦ, ГРЕС, ГЕС або в ланцюгах збудження генератора.



Рисунок 4.10 – Шинопроводи власних потреб [67, 76, 93]

Можуть мати міжфазні розділові перегородки/пофазно-екрановане виконання.

Струмопровід ТЗК–10–3150 – 128 УХЛ 1 (Т1),

де Т – струмопровід;

З – закритий;

К (Р) – форма оболонки: К – кругла (Р – наявність роздільних міжфазних перегородок) ;

10 – номінальна напруга, кВ;

3150 – номінальний струм, А;

128 – струм електродинамічної стійкості (значення ударного струму короткого замикання), кА;

УХЛ (Т) – кліматичне виконання;

1 – категорія розміщення (зовнішня).

Однофазно екрановані струмопроводи (ІРВ) з природним охолодженням. Цей тип струмопроводів призначений для забезпечення відведення потужності генератора при струмових навантаженнях до 28 кА напругою до 36 кВ. Основний принцип конструювання дозволяє звести до мінімуму випромінювання

магнітного поля до рівня менше 5%, є унікальним простотою при експлуатації і зводить на мінімум сервісні роботи [79, 81, 93]

Однофазні екрановані струмопроводи (ІРВ) для власних потреб. Цей тип струмопроводів служить для передачі потужності між трансформатором для власного споживання і розподільчою підстанцією. Завдяки специфічній конструкції з одним ізолятором не потребує технічного обслуговування та відрізняється компактністю. У деяких випадках може використовуватися і для виведення потужності генераторів при співвідношеннях короткого замикання $I_{\text{peak}}=125 \text{ кА}$ і $I_{\text{th}}=50 \text{ кА /1сек}$. Потужність серії закритих струмопроводів EGE – до 25 кА при природному охолодженні ІРВ та до 50 кА для примусового охолодження ІРВ.

4.3 Запитання для самоконтролю

4.3.1 Чим принципово відрізняється шинопровід від струмопроводу?

4.3.2 Поясніть структуру струмопроводу із загальним екраном.

4.3.3 Поясніть структуру кріплення опорного ізолятора у пофазно-екранованому струмопроводі.

4.3.4 Де і навіщо здійснюється гальванічне з'єднання оболонок фаз у пофазно-екранованому струмопроводі?

4.3.5 Де і навіщо встановлюються компенсатори теплових зрушень?

4.3.6 Як здійснюється контактний перехід алюміній-мідь у струмопровідному контурі струмопроводу?

4.3.7 Чому отвори для болтового кріплення шин струмопровідного контуру мають не круглу, а еліптичну форму?

4.3.8 Чому у струмопроводі домінують суцільно зварні елементи струмопровідного контуру? У якому типі струмопроводу це особливо важливо?

5 СИСТЕМИ ЗАЗЕМЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

При проектуванні, монтажі та експлуатації електроустановок, промислового та побутового електрообладнання, а також електричних мереж освітлення, одним із основних факторів забезпечення їх функціональності та електробезпеки є точно спроектоване та правильно виконане заземлення. Основні вимоги до систем заземлення містяться у пункті 1.7 «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ) [52].

В залежності від того, яким чином і з якими заземлюючими конструкціями, пристроями або предметами з'єднані відповідні дроти, прилади, корпуси пристроїв, обладнання або певні точки мережі, розрізняють природне та штучне заземлення.

Природні заземлювачі – це будь-які металеві предмети, що постійно перебувають у землі: палі, труби, арматура та інші струмопровідні вироби. Однак, зважаючи на те, що електричний опір розтікання в землі електроструму та електричних зарядів від таких предметів погано піддається контролю та прогнозуванню, використовувати природне заземлення при експлуатації електроустановки забороняється. У нормативній документації передбачено використання тільки штучного заземлення, при якому всі підключення виробляються до спеціально створених при цьому заземлювальних пристроїв.

Основним показником, що характеризує, наскільки якісно виконано заземлення, є його опір. Тут контролюється протидія розтіканню струму, що надходить у землю через цей пристрій – заземлювач. Величина опору заземлення залежить від типу та стану ґрунту, а також особливостей конструкції та матеріалів, з яких виготовлено заземлюючий пристрій. Визначальним фактором, що впливає на величину опору заземлювача, є площа безпосереднього контакту із землею складових його пластин, штирів, труб та інших електродів.

Види *систем штучного заземлення* регламентуються основним документом про використання різних систем заземлення ПУЕ (пункт 1.7), розробленим відповідно до принципів, класифікації та способів

улаштування заземлюючих систем, затверджених спеціальним протоколом Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК).

Пристрої заземлення є необхідною частиною будь-якої електроустановки і за своїм призначенням розрізняють такі їх види [30, 51, 52, 75]:

- робоче заземлення, яке використовується для забезпечення якісної роботи установки в робочих та аварійних умовах;
- захисне заземлення металевих корпусів та інших металевих частин електроустановки, які нормально не знаходяться під напругою, що необхідно для захисту людей при випадковому попаданні цих частин під напругу внаслідок порушення ізоляції;
- захисне заземлення блискавковідводів та розрядників або обмежувачів перенапруги.

Пристрій заземлення складається із заземлювача (металевий провідник або група провідників, які знаходяться у безпосередньому дотиканні із землею), та провідників заземлення, які з'єднують частини електроустановки, що заземлюються, із заземлювачем.

Відповідно до п. 1.7.3 ПУЕ електроустановки щодо заходів електробезпеки поділяють на:

- електроустановки напругою вище 1 кВ у мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю);
- електроустановки напругою вище 1 кВ в мережах із ізолюваною або заземленою нейтраллю через реактор, що гасить дугу, або резистор;
- електроустановки напругою до 1 кВ у мережах із глухозаземленою нейтраллю;
- електроустановки напругою до 1 кВ у мережах із ізолюваною нейтраллю.

Структура та особливості систем заземлення електроустановок в значній мірі залежать від режиму роботи нейтралі, який в мережах вищою за 1 кВ має три різновиди.

Перший різновид – це *ізолювана нейтраль*, електрична схема якої показано на рис. 5.1. У цьому режимі коротке замикання однієї фази на землю не призводить до відключення мережі за сигналом релейного захисту, і робота обладнання продовжується. Однак, при цьому на ізоляції працездатних фаз з'являється лінійна напруга замість фазної. Згідно з нормами ДСТУ припускається таке аварійне

заземлення однієї фази зі струмом на обмежений термін, який для різних видів обладнання зафіксовано у ПУЕ. Наприклад, для кабельної мережі зі струмом замикання на землю до 40 А тривалість такого аварійного режиму не повинна перевищувати 6 годин.

Для такого режиму застосовується умова [2, 6, 10, 50] для мережі напругою 10 кВ:

$$U_{\phi} = (1,05 \dots 1,2) U_n ; U_{\phi p10кВ} = 1,2 \cdot U_n \cdot \sqrt{3} = 2U_n \quad (5.1)$$

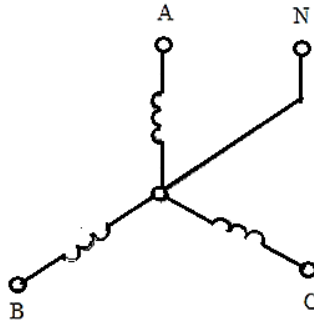


Рисунок 5.1 – Нейтраль у трифазній системі [2, 50, 98]

Другим різновидом є *глухозаземлена нейтраль*. У цьому режимі при однофазному замиканні на землю мережа вимикається за сигналом релейного захисту. Для такого режиму напруга не має перевищувати свого номінального значення.

Останнім третім різновидом є *нейтраль, яка заземлена через струмообмежувальний реактор або резистор*. Для такого режиму є чинною умова (5.1). Мережі напругою від 3 кВ до 35 кВ виконують з ізолюваною нейтраллю, або з нейтраллю, що заземлена через реактор або резистор. Мережі з напругою вищою за 110 кВ виконують із заземленою нейтраллю для зниження напруги, яка діє на електричну ізоляцію.

Електричні мережі напругою до 1 кВ змінного струму виконуються з глухо заземленою або з ізолюваною нейтраллю [19, 33, 39, 43, 50]. До середини 90-х років минулого століття електроустановки напругою до 1 кВ з глухо заземленою нейтраллю виконувалися чотирьохпровідними, а саме: три фази та нульовий

провідник, нейтраль трансформатора під'єднувалася до землі (пристрою заземлення). Нульовий провідник під'єднувався до нейтралі трансформатора і виконував функції нульового робочого та нульового захисного провідника. Головною перевагою такої системи є наявність двох стандартних напруг: фазної та лінійної.

З 2017 р. сьомою редакцією ПУЕ (глава 1.7) визначено нові схеми заземлення електроустановок та запроваджено їх класифікацію, буквене позначення.

У сучасній класифікації представлено 5 типів заземлення електроустановок:

Варіант схеми TN-C – старий варіант із виділеною заземленою «глухою» нейтраллю.

Варіант схеми TN-S – з розділеним нульовим та захисним (землею) провідником.

Варіант схеми TN-C-S – це варіант, коли *нейтраль (N)* поєднана із захисним проводом *PE*.

Варіант схеми TT – це схема, коли захисний провід підключено до індивідуального заземлення електроустановки.

Варіант схеми IT – схема із ізольованою нейтраллю та власним заземленням електроустановки.

Перший та останній варіанти схем являють собою старі системи організації заземлення струмопровідних частин, що існували в шостому та більш ранніх виданнях ПУЕ. Їх включили до класифікації, оскільки всі електроустановки, трансформатори, електрообладнання, проводка у промислових та житлових приміщеннях виконувалася саме за цими двома схемами. Проте ніхто нічого не змінював, тобто ні кольору провідників, ні схему підключення, тому у сьомій редакції ПУЕ просто додали до класифікації додатково 3 системи, які використовуються в імпортному устаткуванні.

Тепер заземлена лінія електроустановки позначається «*T*», а ізольована – «*I*». «*N*» позначається нульовий робочий провід. У кабелі він завжди блакитного кольору та використовується для електроенергії. Встановлюється на ізольованих клемах. Щодо «заземлення» на ґрунті на ньому буде присутній надлишковий потенціал.

У наведених нижче назвах систем штучного заземлення за першою літерою можна зробити висновки про спосіб заземлення

джерела електричної енергії (генератора чи трансформатора), по другій – споживача.

Відповідно до МЕК 364-3-93 передбачено три типи систем заземлення: TN, TT та IT, де використовуються такі позначення:

- перша літера позначає стан нейтралі джерела живлення щодо землі, а саме : *T* (*terra*– земля)– заземлена нейтраль, *I* (*isolate* – ізольований) – нейтраль трансформатора ізольована від землі, або підключена через реактор або розрядник;

- друга літера характеризує зв'язок із землею відкритих частин електропристрою, тобто відкриті провідні частини приєднані до глухозаземленої нейтралі джерела живлення: *N* (*neutral* – нейтральний) – пряме з'єднання металевих частин із заземленою нейтраллю, *T* – пряме з'єднання відкритих металевих частин електропристрою з землею без зв'язку їх з нейтраллю трансформатора.

Наступні (після *N*) літери позначають поєднання в одному провіднику або поділ функцій нульового робочого та нульового захисного провідників:

- *S* (*selective* – розділений) – нульовий робочий (*N*) та нульовий захисний (*PE*) провідники розділені;

- *C* (*complete* – загальний) – функції нульового захисного та нульового робочого провідників поєднані в одному провіднику (*PEN* провідник);

- *N* – нульовий робочий (нейтральний) провідник;

- *PE* – захисний провідник (заземлювальний провідник, нульовий захисний провідник, захисний провідник системи вирівнювання потенціалів);

- *PEN* – суміщений нульовий захисний та нульовий робочий провідники.

5.1 Системи з глухозаземленою нейтраллю (системи заземлення *TN*)

Це позначення систем, у яких для підключення нульових функціональних та захисних провідників використовується загальна глухозаземлена нейтраль генератора або понижуючого трансформатора. При цьому всі корпусні електропровідні деталі та

екрани споживачів слід підключити до загального нульового провідника, з'єданого з нейтраллю. Відповідно до [2, 32, 51, 90, 94, 97] нульові провідники різного типу також позначають латинськими літерами:

- N – функціональний «нуль»;
- PE – захисний «нуль»;
- PEN – суміщення функціонального та захисного нульових провідників.

Розроблена з використанням глухозаземленої нейтралі система заземлення TN характеризується підключенням функціонального «нуля» – провідника N (нейтралі) до контуру заземлення, обладнаного поряд з трансформаторною підстанцією. Очевидно, що в цій системі заземлення нейтралі за допомогою спеціального компенсаторного пристрою – реактора, що гасить дугу, не використовується. На практиці застосовують три підвиди системи TN : $TN-C$, $TN-S$, $TN-C-S$, які відрізняються один від одного різними способами підключення нульових провідників « N » та « PE ».

5.1.1 Система $TN-C$

Система $TN-C$ – система TN , у якій нульовий захисний та нульовий робочий провідники поєднані в одному провіднику PEN на всьому протязі мережі (рис. 5.2) [2, 32, 51, 90, 94, 97]. Цей провідник одночасно виконує функції нульового і захисного провідників.

Як впливає з буквеного позначення, для системи $TN-C$ характерне поєднання функціонального та захисного нульових провідників. Класичною $TN-C$ системою є традиційна чотирипровідна схема електропостачання з трьома фазними та одним нульовим дротом. Основна шина заземлення в даному випадку – глухозаземлена нейтраль, з якою додатковими нульовими проводами необхідно з'єднати всі відкриті деталі, корпуси та металеві частини приладів, здатні проводити електричний струм [2, 32, 51, 90, 94, 97].

Дана система має кілька істотних недоліків, головний з яких – це втрата захисних функцій у разі обриву або відгорання нульового дроту. При цьому на неізольованих поверхнях корпусів приладів та обладнання з'явиться небезпечна для життя напруга. Оскільки окремий захисний заземлюючий провідник PE в даній системі не

використовується, всі підключені розетки землі не мають. Тому електричне обладнання доводиться занулювати – з'єднувати корпусні деталі з нульовим проводом.

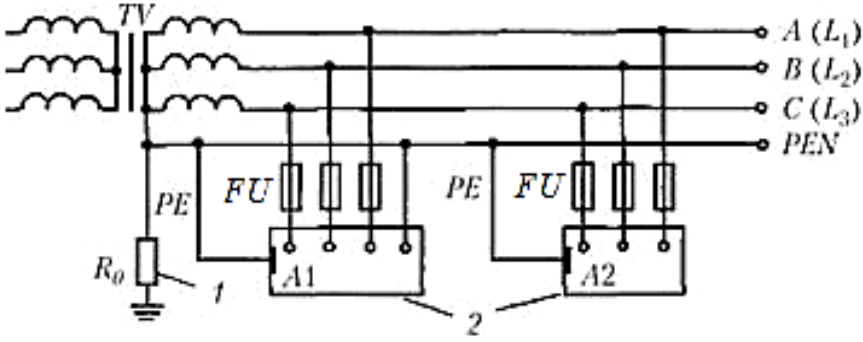


Рисунок 5.2 – Електрична мережа з системою заземлення *TN-C* (нульовий захисний та нульовий робочий провідники об'єднані вздовж всієї мережі в єдиний провідник *PEN*):

1 – заземлювач нейтралі джерела змінного струму; 2 – струмопровідні корпуси електроустановок; A1 – електроприймач, що отримує живлення від трьох фазних проводів та одного нульового робочого; A2 – електроприймач, що отримує живлення тільки від трьох фазних проводів; *FU* – запобіжники; *A(L1)*, *B(L2)*, *C(L3)* – фазні проводи для живлення електроустановок.

Якщо при такому підключенні фазний провід торкнеться корпусу, через коротке замикання спрацює автоматичний запобіжник, і небезпека ураження електричним струмом людей або загоряння обладнання, що іскрить, буде усунена швидким аварійним відключенням. Важливим обмеженням при вимушеному зануленні побутових приладів, про що слід знати всім, хто проживає в приміщеннях, запитаних за системою *TN-C*, є заборона використання додаткових контурів вирівнювання потенціалів у ванних кімнатах.

В даний час дана система заземлення зберіглася в будинках, що належать до старого житлового фонду, а також застосовується в мережах вуличного освітлення, де рівень ризику мінімальний.

5.1.2 Система TN-S

Система заземлення *TN-S* – це більш прогресивна та безпечна порівняно з *TN-C* система *TN*, в якій нульовий захисний (*PE*) та нульовий робочий (*N*) провідники розділені на всьому її протязі (рис. 5.3) [2, 32, 51, 90, 94, 97].

При високому рівні електробезпеки людей та обладнання це рішення має один, але досить суттєвий недолік – високу вартість. Так як поділ робочого (*N*) і захисного (*PE*) нуля реалізовано відразу на підстанції, подача трифазної напруги проводиться по п'яти проводах, однофазного – по трьох. Для підключення обох нульових провідників на стороні джерела використовується глухозаземлена нейтраль генератора або трансформатора.

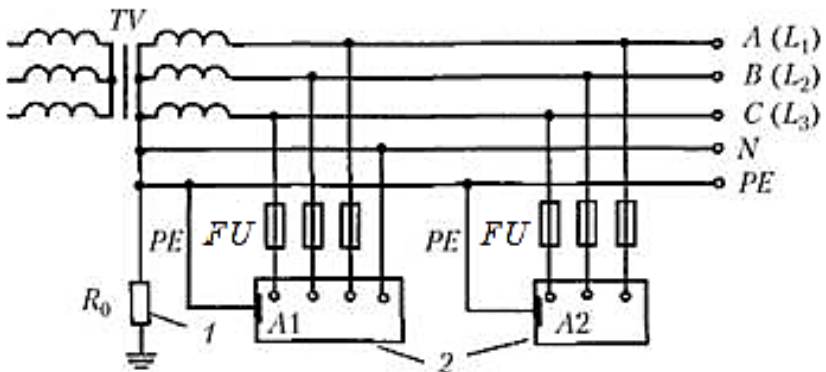


Рисунок 5.3 – Електрична мережа із системою заземлення *TN-S* (нульовий захисний провідник *PE* та нульовий робочий провідник *N* є розділеними на протязі всієї мережі) [2, 94, 97]:

1 – заземлювач нейтралі джерела змінного струму; 2 – відкриті провідні частини (корпусу електроустановок); A1 – електроприймач, що отримує живлення від трьох фазних проводів та одного нульового робітника;

A2 – електроприймач, що отримує живлення лише від трьох фазних дротів;

FU – запобіжники.

У ПУЕ [52] містяться розпорядження щодо влаштування та забезпечення на всіх відповідальних об'єктах, а також будівельних і

ремонтованих будівлях енергопостачання на основі системи *TN-S*, яка забезпечує високий рівень електробезпеки. На жаль, широкому поширенню та впровадженню системи *TN-S* перешкоджає високий рівень витрат та орієнтованість російської енергетики на чотирипровідні схеми трифазного електропостачання.

Нульовий захисний дріт (провідник) служить захисту людей у разі пробією ізоляції на корпус електроустановки. В цьому випадку на корпусі електроустановки значно зменшується потенціал, що захищає людину. І більше того, електроустановка взагалі відключається від мережі через коротке замикання, що виникає в результаті попадання напруги на занулений корпус, а також спрацьовування пристроїв, що відключають (перегоряють плавкі запобіжники, спрацьовують автоматичні вимикачі тощо).

Нульовий робочий провідник служить живлення електроустановок. На рис. 5.3 це не відображено, але крім приєднання струмопровідних корпусів електроустановок до провідників *PE* або *PEN*, їх рекомендується в мережах системи *TN* приєднувати і до заземлюючого пристрою, що підвищує надійність захисту.

5.1.3 Система *TN-C-S*

Система *TN-C-S* – це система *TN*, у якій функції нульового захисного та нульового робочого провідників поєднані в одному провіднику в якійсь її частині, починаючи від джерела живлення (рис. 5.4). Точка поділу провідників може бути виконана на вводі в будівлю (у ввідному пристрої, щитку), а по будівлі ці провідники вже прокладаються окремо, після чого їх об'єднання заборонено [2, 32, 51, 90, 94, 97].

Не допускається проводити поділ провідників в одному контактному затиску, тому що в аварійному режимі у разі руйнування (вигорання контакту) може статися розрив кола захисту електроустановки (розрив кола провідника *PE*). Іншими словами, слід окремим затискачем до провідника *PEN* приєднати провідник *PE*, і так само в іншому місці до провідника *PEN* знову окремим затиском підключити провідник *N* (на ланцюзі *PEN* буде два розділені затискачі).

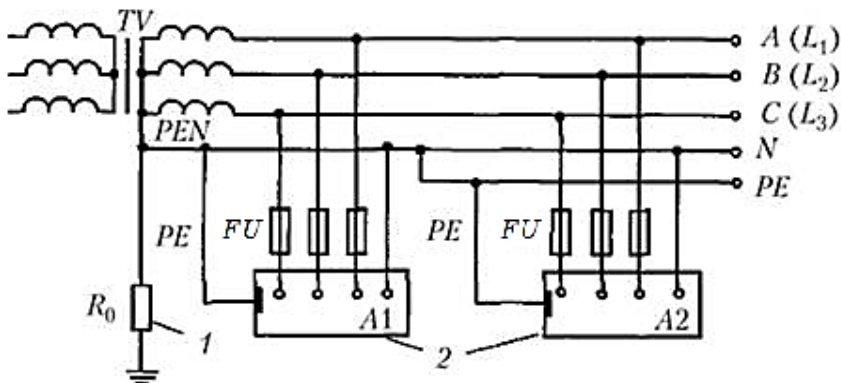


Рисунок 5.4 – Електрична мережа із системою заземлення *TN-C-S*, в якій на початку мережі нульовий робочий та нульовий захисний провідники об'єднані в єдиний провідник *PEN*, а потім розділені на нульовий робочий провідник *N* та нульовий захисний провідник *PE*:

1 – заземлювач нейтралі джерела змінного струму; 2 – корпуси електроустановок *A1* та *A2* (їх відкриті провідні частини); *FU* – запобіжники.

Головні переваги системи *TN-C-S*, це більш високий рівень безпеки, ніж у системи *TN-C* та мінімальна необхідність реконструкції старих електричних мереж.

Крім наведених, застосовують системи *IT* і *TT*, що характеризуються тим, що у них корпуси електроустановок заземлені (з'єднані металевим провідником із заземлюючим пристроєм), а нейтраль джерела живлення або ізольована від землі, або заземлена через прилади або пристрої, що мають великий опір, або глухо заземлена .

5.1.4 Система *TT*

При подачі електроенергії за традиційною для сільської та замиської місцевості повітряною лінією, у разі використання тут небезпечної системи *TN-C-S* важко забезпечити належний захист провідника комбінованої землі *PEN* [2, 32, 51, 90, 94, 97]. Тут все частіше використовується система *TT*, яка передбачає «глухе» заземлення джерела нейтралі, і передачу трифазної напруги по

чотирьох проводах. Четвертий є функціональним нулем "N". На стороні споживача виконується місцевий, як правило, модульно-штирьовий заземлювач, до якого під'єднуються всі провідники захисної землі PE, пов'язані з корпусними деталями.

У міській місцевості TT часто використовується при електрифікації точок тимчасової торгівлі та надання послуг. При такому способі заземлення обов'язковою умовою є наявність приладів захисного відключення, а також здійснення технічних заходів грозозахисту.

Система TT – система, в якій нейтраль джерела живлення глухо заземлена, а відкриті провідні частини електроустановки заземлені за допомогою заземлювального пристрою, електрично незалежного від нейтралі глухозаземленого джерела (рис. 5.5).

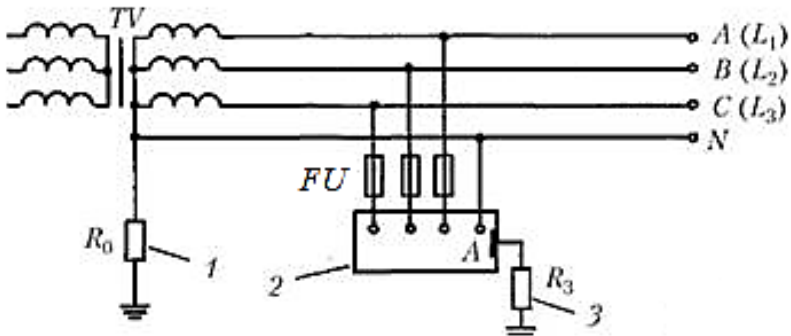


Рисунок 5.5 – Електрична мережа із системою заземлення TT [2, 94, 97]:

1 – заземлювач нейтралі джерела змінного струму; 2 – корпус електроустановки; 3 – заземлення корпусу електроустановки (захисне заземлення).

Система заземлення TT має такі особливості: нейтраль мережі заземлена, корпус заземлено, але між ними немає гальванічного зв'язку. Така система використовується у приміщеннях з металевих конструкцій.

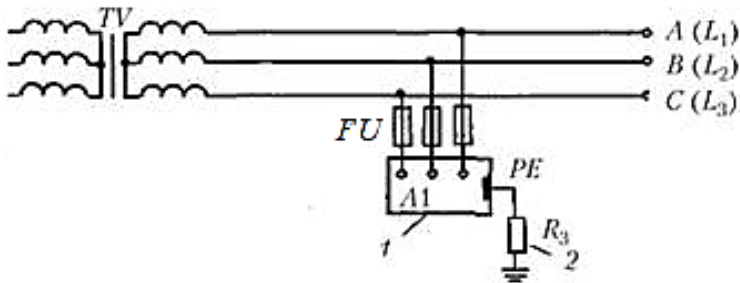
5.2 Системи із ізольованою нейтраллю

У всіх описаних вище системах нейтраль пов'язана із землею, що робить їх досить надійними, але не позбавленими низки суттєвих недоліків. Набагато більш досконалішими та безпечнішими є системи, в яких використовується абсолютно не пов'язана із землею ізольована нейтраль, або заземлена за допомогою спеціальних приладів та пристроїв із великим опором. Наприклад, як у системі *IT*. Такі способи підключення часто використовуються в медичних установах для електроживлення обладнання життєзабезпечення, на підприємствах нафтопереробки та енергетики, наукових лабораторіях з особливо чутливими приладами та інших відповідальних об'єктах, а також, за умови неприпустимості переривання електропостачання при виникненні однофазних замикань на землю, наприклад, у кольоровій металургії. При цьому здійснюється безперервний контроль стану ізоляції у мережі, а також передбачається захист від струмів короткого замикання, струмів перевантаження та використання системи захисного відключення (УЗО), яка може реагувати на величину струму витоку крізь ізоляцію [2, 32, 33, 90, 94, 97].

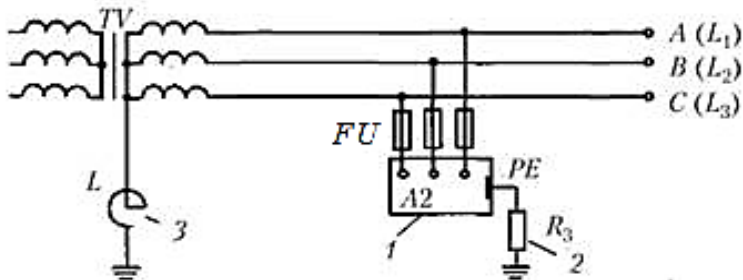
Класична система, основною ознакою якої є ізольована нейтраль джерела – «*I*», а також наявність на стороні споживача контуру захисного заземлення – «*T*». Напруга від джерела до споживача передається по мінімально можливій кількості проводів, а всі струмопровідні деталі корпусів обладнання споживача повинні бути надійно підключені до заземлювача. Нульовий функціональний провідник *N* дільниці джерело – споживач у архітектурі системи *IT* відсутня.

Система *IT* – система, в якій нейтраль джерела живлення ізольована від землі або заземлена через прилади або пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки заземлені (рис. 4.6).

У минулому в Європі в основному використовувалися системи *IT*, але потім вони були практично повністю замінені на системи із заземленою нейтраллю.



a



б

Рисунок 5.6 – Електрична мережа із системою заземлення *IT* [32, 50, 94, 97]:

a – нейтраль джерела живлення ізольована від землі;

б – нейтраль джерела живлення заземлена через прилади або пристрої, що мають великий опір (через заземлюючий реактор *L*);

1 – корпус електроустановки; 2 – заземлення корпусу електроустановки (захисне заземлення); 3 – заземлюючий реактор *L*, який ізолює струмопровідні провідники мережі від землі;

FU – запобіжники.

Живлення *пересувних електроприймачів від стаціонарної електричної мережі*, як правило, має виконуватися від джерела з глухозаземленою нейтраллю із застосуванням систем *TN-S* або *TN-C-S*. Об'єднання функцій нульового захисного провідника *PE* та нульового робочого провідника *N* в одному загальному провіднику

PEN усередині пересувної електроустановки не допускається. Поділ *PEN*-провідника лінії живлення на *PE*- та *N*-провідники повинен бути виконаний у точці підключення установки до джерела живлення [2, 32, 51, 90, 94, 97].

При живленні *пересувних електроприймачів* від автономного *пересувного джерела* його нейтраль, як правило, має бути ізольованою.

При живленні стаціонарних електроприймачів від автономних пересувних джерел живлення режим нейтралі джерела живлення та заходи захисту повинні відповідати режиму нейтралі та заходам захисту, прийнятим для стаціонарних електроприймачів. Нейтраль генератора необхідно заземлювати на пристрій заземлення споруди. Якщо ж споруда не має заземлювального пристрою, то нейтраль пересувного джерела живлення треба заземлювати, використовуючи для цієї мети штатні заземлювачі останнього.

У разі живлення пересувної електроустановки від стаціонарного джерела живлення для захисту під час непрямого дотику має бути виконане автоматичне відключення живлення. Загалом варто зазначити, що надійне заземлення – гарантія безпеки.

Усі існуючі системи заземлення призначені для забезпечення надійного та безпечного функціонування електричних приладів та обладнання, підключених на стороні споживача, а також виключення випадків ураження електричним струмом людей, які використовують це обладнання. При проектуванні та влаштуванні систем енергопостачання, необ'ємними елементами яких є як функціональне, так і захисне заземлення, повинна бути зменшена до мінімуму можливість появи на струмопровідних корпусах побутових приладів та промислового обладнання напруги, небезпечної для життя та здоров'я людей. [2, 32, 51, 52, 90, 94, 97]

Система заземлення повинна або зняти небезпечний потенціал з поверхні предмета, або забезпечити спрацьовування відповідних захисних пристроїв із мінімальним запізненням. У кожному такому разі ціною технічної досконалості, чи навпаки, недостатньої досконалості використовуваної системи заземлення, може бути найцінніше - життя людини.

5.3 Запитання для самоконтролю

5.3.1 Назвіть види заземлення за власним призначенням.

5.3.2 Види режимів праці нейтралі та їх особливості.

5.3.3 Охарактеризувати систему заземлення типу *TN* та її особливості.

5.3.4 Охарактеризувати систему заземлення типу *IT* та її особливості.

5.3.5 Що таке заземлювач і як він виглядає в умовах розподільного пристрою?

5.3.6 Які вимоги надаються до виконання заземлюючих провідників в умовах виробництва?

6 ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Електропередавання зазвичай проектується, виходячи з міркувань встановленого економічним аналізом перетікання потужності, при цьому перевіряється можливість її перевантаження. Крім того, визначаються умови роботи передавання в після аварійному режимі, коли в результаті аварії можуть бути відключені або одна з ділянок її ланцюгів, або одна з ділянок на паралельних колах, або одна з груп трансформаторів, що паралельно працюють.

За тривалими нормальними та післяаварійними режимами визначаються основні показники роботи електропередавання розраховується його статична стійкість, визначаються втрати потужності та енергії. Однак, крім тривалих режимів, в електропередачі можуть існувати нетривалі режими. Ці режими не можуть вважатися аварійними, тому що мають місце на непошкодженій лінії, при обладнанні, що знаходиться в нормальному стані. Але вони водночас і є нормальними, тому правильніше назвати їх особливими режимами [8, 19, 30, 32, 39].

Особливим досить тривалим режимом може бути режим при відключенні однієї з фаз лінії або трансформатора, коли має місце робота «на двох фазах» або «на п'яти фазах». До особливих відносяться також режими дуже великих перевантажень і форсувань, режими асинхронного ходу, коли генератор, що «випав» з синхронізму, або група генераторів, що працюють як асинхронні, видають активну потужність і споживають деяку реактивну потужність. Сюди варто віднести режими ресинхронізації, коли генератори, що «випали» з синхронізму, без відключення втягуються в синхронізм. Особливими є режими роботи мало завантажених ліній або режими, коли лінії працюють абсолютно без навантаження – «на холостому ходу», а також і режими самозбудження генераторів, синхронних двигунів, компенсаторів та асинхронних машин. Незважаючи на відносну короткочасність, такі режими можуть мати важливе значення для роботи електропередавання.

Останнім часом суттєво збільшилося споживання реактивної потужності як електроприймачами промислових підприємств через недостатнє використання компенсуючих пристроїв, так і комунально-

побутовими споживачами внаслідок масового поширення таких типів електроприймачів, як комп'ютерна техніка, мікрохвильові печі, пральні машини тощо. За деякими оцінками, загальне споживання реактивної потужності наблизилося до 1 кВАр на 1 кВт активної потужності [30, 32, 69, 75, 90]. Негативні наслідки передачі таких обсягів реактивної потужності від електростанцій до вузлів споживання загальновідомі — це й додаткові втрати активної потужності та зниження пропускної спроможності розподільчих мереж. Відомо також, що втрати реактивної потужності у трансформаторах становлять у середньому (30...40) % реактивної потужності навантаження на шинах 6...10 кВ. У розподільчих лініях від 35 кВ до 110 кВ втрати становлять (10...20)% реактивної складової навантаження на шинах цих ліній [2]. Таким чином, сумарні втрати реактивної потужності в розподільчій мережі можуть становити від 40 % до 60 % загального обсягу реактивної потужності, що передається.

Розподільна мережа з точки зору фізики процесів пов'язана з неминучим утворенням магнітних полів навколо фазних проводів розподільчих ліній та обмоток розподільчих трансформаторів, і є таким самим споживачем реактивної потужності, як і решта електроприймачів, що мають активно індуктивний характер. Тому широко поширений термін «втрати реактивної потужності» не можна вважати абсолютно коректним, оскільки так звані «втрати» не є безповоротними і можуть бути компенсовані.

Варто додати, що навіть повна компенсація реактивної потужності на шинах (переважно 0,4 кВ) споживачів не забезпечує компенсації втрат реактивної потужності у розподільчій мережі. Ця обставина робить правомірною постановку завдання компенсації реактивної потужності як електроприймачів, підключених до розподільної мережі, а також реактивної потужності, що споживається власне розподільними лініями і трансформаторами.

На теперішній час основним навантаженням електричних мереж енергоємних виробництв переважно є асинхронні двигуни, різні розподільні або перетворювальні трансформатори, напівпровідникові перетворювальні апарати тощо. Подібне навантаження в процесі роботи є споживачем реактивної потужності, яка, витрачається на

створення електромагнітних полів і створює додаткове завантаження обладнання для виробництва, передачі та розподілу електроенергії.

Різкозмінний характер споживання електроенергії супроводжується коливаннями напруги у вузлах навантаження [2, 68, 90]. Використання навантаження з нелінійною вольт-амперною характеристикою супроводжується генерацією несинусоїдальних спотворень в мережу живлення, що негативно впливають на все електрообладнання енергетичного об'єкта:

- підвищене нагрівання апаратури передавання та розподілу електроенергії, збільшення активних втрат у провідникових та діелектричних матеріалах;
- вібрації, нестабільна робота двигунів;
- хибні спрацьовування пристроїв РЗ і А;
- електромагнітні перешкоди в апаратурі вимірювання та пристрої керування;
- несанкціоноване спрацьовування комутаційної апаратури;
- можливість виникнення резонансних явищ при компенсації реактивної потужності.

6.1 Поняття реактивної потужності

Реактивна потужність – це така фізична величина, яка характеризує навантаження, що з'являються в електроустановках через коливання енергії електромагнітного поля в електричному колі із синусоїдальним змінним струмом [2, 68, 108, 109, 111].

Отже, реактивна потужність є енергією, яка переходить від джерела до реактивних елементів приймача, після чого повертається назад до джерела в період одного коливання. Показник реактивної потужності безпосередньо залежить від повної та активної потужностей.

Найголовнішим споживачем цієї енергії є асинхронні двигуни, які споживають до 40% потужності разом із іншими (побутовими, власними) потребами. Після них йдуть трансформатори (35%), перетворювачі (10%), електропечі (8%), ЛЕП (7%). Змінний магнітний потік всередині електромашин залежить від обмоток. Саме тому протікання змінного струму через обмотки викликає індукування реактивних електрорушійних сил (ЕРС), які зумовлюють

зсув фази (напруга-струм). Цей зсув (ϕ), як правило, зростає, але косинус при невеликих навантаженнях стає менше. Наведемо приклад: $\cos \phi$ двигуна змінного струму (повне навантаження) дорівнює приблизно 0,75...0,80, а отже, за малому навантаженні показник знизиться до 0,20...0,40.

Трансформатори з малим навантаженням аналогічно відрізняються низьким коефіцієнтом $\cos \phi$ (тобто коефіцієнтом потужності). Отже, вдаючись до методу компенсації реактивної потужності, результуючий $\cos \phi$ енергосистеми буде низьким, а струм навантаження системи (без компенсації) зростатиме при однаковому показнику активної потужності, що споживається.

Якщо всіх споживачів електричної енергії поділити на дві групи [52], то можна до першої групи віднести споживачів, споживана електроенергія яких цілком переходить у теплову енергію (наприклад, електродугові та нагрівальні печі). До другої групи можна віднести споживачів, для функціонування яких необхідне змінне електромагнітне поле (наприклад, електродвигуни, трансформатори тощо).

Отже, у момент компенсації реактивної потужності (із застосуванням автоматичних компенсаторних установок – КРМ), показник струму, що споживається з електромережі, знижується (на 30...50%, залежно від $\cos \phi$). Цей процес безпосередньо впливає на зменшення нагріву проводів, що проводять, і на запобігання старіння ізоляційного матеріалу. Варто також пам'ятати, що реактивна потужність, як і активна, враховується постачальником електричної енергії [2, 68, 108, 109, 111].

Реактивна потужність може бути як позитивною (для індуктивних кіл), так і негативною (для ємнісної складової).

Реактивна потужність не виділяється на навантаженні, не створює корисної роботи. Вона накопичується на реактивних елементах навантаження (конденсаторах, котушках індуктивності), а потім повертається назад в мережу живлення. Повертаючись, вона збільшує реактивний струм у лініях, що протікає по проводах, і додатково їх нагріває. Тому у будь-якій енергосистемі прагнуть зменшити реактивну потужність до мінімуму [2, 3, 68, 108, 109, 111].

На навантаженні залишається активна потужність. Вона й здійснює корисну роботу: надає руху двигунам, переходить у світлову

хвилю в лампах тощо. Активна потужність – це середнє значення миттєвої потужності за період.

Повна потужність у колах змінного струму дорівнює квадратному кореню із суми квадратів активної та реактивної потужностей.

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

Активна потужність обчислюється як:

$$P = I \cdot U \cdot \cos \varphi,$$

де I та U – це діючі значення струму та напруги?

або
$$P = S \cdot \cos \varphi,$$

тобто активна і повна потужності пов'язані через коефіцієнт $\cos \varphi$.

Коефіцієнт потужності – це співвідношення корисної активної потужності та повної потужності, тобто $\cos \varphi = P / S$, цей коефіцієнт характеризує, наскільки ефективно використовується електроенергія.

Тобто $\cos \varphi$ – це косинус кута зсуву між напругою мережі живлення і струмом, що споживається навантаженням.

При $\cos \varphi = 1$ (коли фаза струму збігається з фазою напруги) активна потужність на навантаженні дорівнює повній. Вся енергія мережі живлення використовується для корисної роботи. Відбувається це лише за умови чисто активного навантаження, тобто без реактивної складової.

Принцип дії електроспоживача, що відноситься до найбільш масової другої групи таких (див. рис. 6.1):

- впродовж першої половини напівперіоду напруги живлення (0...5) мс (або 90 град) енергія накопичується у магнітному полі (\oplus);
- впродовж другої половини напівперіоду напруги живлення (5...10) мс (або 180 град) накопичена енергія віддається назад до її джерела (\ominus);

– ці переміщення енергії чергуються, і у мережі протікає додатковий струм намагнічування або реактивний струм, який відстає від напруги на чверть періоду, як це показано на рис. 8.2.

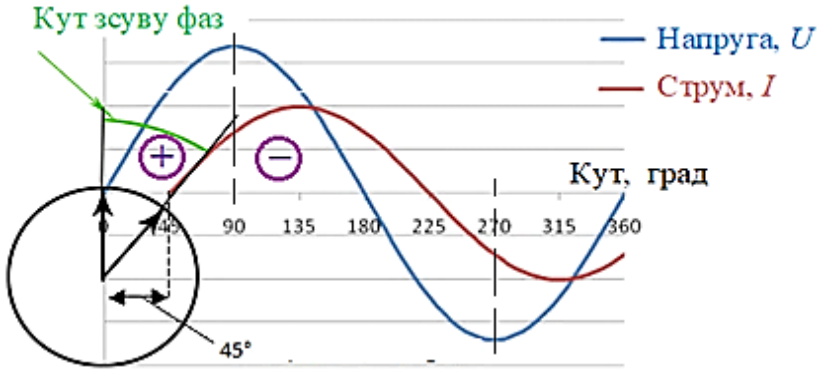


Рисунок 6.1 – До визначення реактивного енергії

Головні недоліки, які виникають внаслідок наявності реактивного струму, – це додаткове завантаження мережі та додаткові втрати енергії і падіння напруги. Чисельні значення реактивних потужностей, струму та коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ визначаються з наведених раніше формулами.

Приймачі енергії змінного струму споживають як активну, так і реактивну потужність. Співвідношення потужностей кола змінного струму можна подати у вигляді трикутника потужностей.

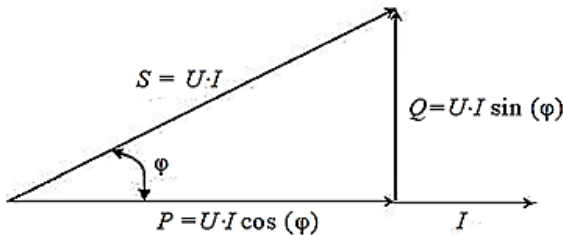


Рисунок 6.2 – Трикутник потужностей

На трикутнику потужностей літерами P , Q і S позначені активна, реактивна та повна потужності відповідно, ϕ – зсув фаз між струмом (I) та напругою (U).

Значення реактивної потужності Q (кВАр) використовується для визначення повної потужності установки S (кВА), що на практиці потрібно, наприклад, для розрахунку повної потужності трансформатора, що живить обладнання. Якщо докладніше розглянути трикутник потужностей, очевидно, що компенсавши реактивну потужність, ми знизимо і споживання повної потужності.

Використовувати реактивну потужність із мережі постачання підприємствам вкрай не вигідно, тому що це вимагає збільшення перерізів кабелів, що підводять, підвищення потужності генераторів і трансформаторів.

Є методи, що дозволяють одержувати (генерувати) її у споживача. Найпоширенішим і найефективнішим способом є використання конденсаторних установок. Оскільки основною функцією, що виконується конденсаторними установками є компенсація реактивної потужності, то і загальноприйнятою одиницею їх потужності є кВАр, а не кВт як для решти електротехнічного обладнання [91].

Залежно від характеру навантаження на підприємствах можуть застосовуватися як регульовані конденсаторні установки, так і установки з автоматичним регулюванням. У мережах із різко змінним навантаженням використовуються установки з тиристорним керуванням, які дозволяють підключати та відключати конденсатори практично миттєво [91].

Робочим елементом будь-якої конденсаторної установки є фазовий (косинусний) конденсатор. Основною характеристикою таких конденсаторів є потужність (кВАр), а не ємність (мкФ), як інших типів конденсаторів.

Однак в основу функціонування як косинусних, так і звичайних конденсаторів закладені одні й ті ж фізичні принципи. Тому потужність косинусних конденсаторів, виражену в кВАр, можна перерахувати в ємність, і навпаки, за таблицями відповідності або формулами перерахунку. Потужність в кВАр прямо пропорційна ємності конденсатора (мкФ), частоті (Гц) і квадрату напруги (В) мережі живлення. Стандартний ряд номіналів потужності

конденсаторів для класу 0,4 кВ становить від 1,5 до 50 кВАр, а для класу 6...10 кВ від 50 кВАр до 600 кВАр.

Важливим показником ефективності енергоспоживання є економічний еквівалент реактивної потужності (кВт/кВАр). Він визначається як зниження втрат активної потужності зменшення споживання реактивної потужності [2, 68, 108, 109, 111].

Існують і більш «великі» одиниці виміру реактивної потужності, наприклад мегавар (МВАр). 1 МВАр дорівнює 1000 кВАр. У мегаварах зазвичай вимірюється потужність спеціальних високовольтних систем компенсації реактивної потужності – батарей статичних конденсаторів (БСК).

6.2 Умови електропередавання у мережі ВН

В електричній мережі передавання активної потужності визначається енергією електричного та магнітного полів [32, 50]. У загальному випадку середнє за період значення енергії визначається за наступними умовами:

$$P_{\text{ел}} = c \cdot U_{\phi}^2, \quad P_{\text{м}} = L \cdot I^2.$$

Тоді номінальна потужність лінії електропередавання може бути визначена наступним чином:

$$P \cdot K = 3 \cdot U_{\phi} \cdot I,$$

де K – коефіцієнт відповідності.

У номінальному режимі значення потужності електричних та магнітних полів взаємно урівноважені і виконується умова:

$$K = \frac{I}{I_n} = 1,$$

де I , I_n – відповідно реальне та номінальне значення струму.

Якщо у процесі експлуатації коефіцієнт K більше 1, то необхідні додаткові джерела реактивної потужності (синхронні компенсатори

або батареї статичних конденсаторів). Якщо коефіцієнт K менший 1, то необхідні споживачі залишкової реактивної потужності (шунтувальні реактори тощо). Величина небалансу зростає з підвищенням довжини електричної мережі.

Головні вимоги до реактивної потужності є такими: у вузлах генерування, перетворення та споживання електроенергії вона повинна бути номінальною; у системах передачі електроенергії вона повинна бути мінімальною для зменшення втрат на матеріалоемність ЛЕП.

Таблиця 6.1 – Значення економічного еквівалента реактивної потужності [2, 68, 108, 109, 111]

Характеристика трансформаторів та системи електропостачання	При максимальному навантаженні системи (кВт/кВАр)	При мінімальному навантаженні системи (кВт/кВАр)
Трансформатори, що живляться безпосередньо від шин станцій на генераторній нарузі	0,02	0,02
Мережеві трансформатори, що живляться від електростанції на генераторній нарузі (наприклад, трансформатори промислових підприємств, що живляться від заводських або міських електростанцій)	0,07	0,04
Знижувальні трансформатори 110-35 кВ, що живляться від районних мереж	0,1	0,06
Знижувальні трансформатори 6-10 кВ, що живляться від районних мереж	0,15	0,1
Знижувальні трансформатори, що живляться від районних мереж, реактивне навантаження яких покривається синхронними компенсаторами	0,05	0,03

Джерела та поглиначі реактивної потужності важливо встановлювати у таких місцях:

- наприкінці ЛЕП, недоліком такого рішення є підвищення потоку реактивної потужності уздовж лінії;
- на окремих вузлах ЛЕП на відстані приблизно (300...600) км. Перевагою цього є можливість плавного та швидкого регулювання потужності на окремих ділянках лінії.

В якості пристроїв регулювання використовують енергетичні реактори. Їх використання дозволяє досягнути умов відсутності обмеження дальності ЛЕП та її пропускної здатності, а також забезпечити мінімальні витрати електротехнічних та конструкційних матеріалів.

6.3 Основні види пристроїв компенсації реактивної потужності

Компенсуючі пристрої – це пристрої, призначені для досягнення необхідних параметрів реактивної потужності в мережі [2, 32, 68, 108, 109, 111].

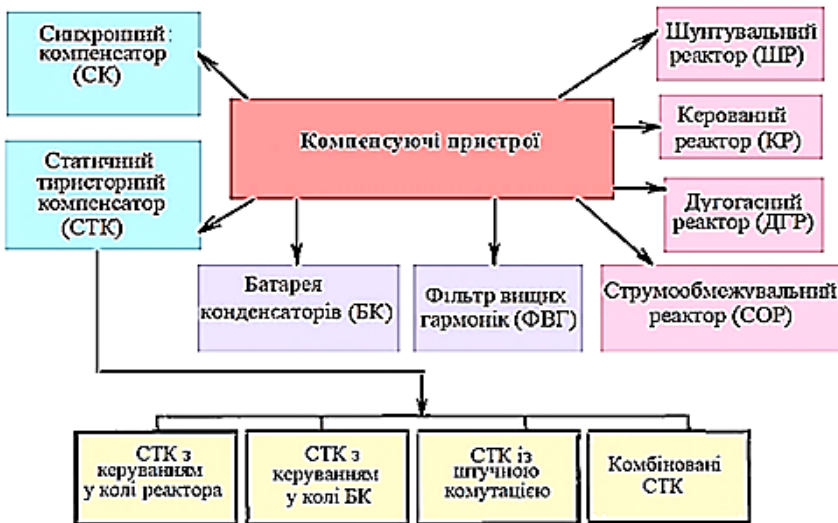


Рисунок 6.3 – Основні види пристроїв компенсації реактивної потужності

Основними технічними засобами, за допомогою яких здійснюється компенсація реактивної потужності на промислових підприємствах, є статичні конденсатори, синхронні двигуни, синхронні компенсатори, компенсаційні перетворювачі.

Синхронні компенсатори призначаються для компенсації коефіцієнта потужності мережі та підтримання нормального рівня напруги мережі у районах зосередження споживчих навантажень.

6.3.1 Синхронний компенсатор

Синхронний компенсатор (СК) – це синхронний двигун, що працює в руховому режимі без навантаження на валу при змінному струмі збудження. У надлишково збудженому режимі струм випереджає напругу мережі, тобто є по відношенню до цієї напруги ємнісною, а в недозбудженому – відстаючим, індуктивним. У такому режимі синхронна машина перетворюється на компенсатор, тобто на генератор реактивного струму. Нормальним є надлишково збуджений режим роботи синхронного компенсатора, коли він віддає реактивну потужність [2, 68, 108, 109, 111].

Синхронні компенсатори (рис. 6.4) позбавлені приводних двигунів і з точки зору режиму своєї роботи, по суті, є синхронними двигунами, що працюють на холостому ходу.

У зв'язку з цим компенсатори, як і батареї конденсаторів, що призначені для цих цілей і встановлюються на підстанціях споживання енергії, називають також генераторами реактивної потужності. Однак у періоди спаду споживчих навантажень (наприклад, вночі) нерідко виникає необхідність роботи синхронних компенсаторів також у недозбудженому режимі, коли вони споживають з мережі індуктивний струм і реактивну потужність, тому що в цих випадках напруга мережі прагне зрости, і для підтримки її на нормальному рівні необхідно завантажити мережу індуктивними струмами, які викликають додаткові падіння напруги [112]. Для цього кожен синхронний компенсатор забезпечується автоматичним регулятором збудження або напруги, який регулює величину його струму збудження таким чином, що напруга на затискачах компенсатора залишається постійною.



Рисунок 6.4 –Синхронний компенсатор, Мельбурн, Австралія [112]

Крім компенсації реактивних струмів індуктивних промислових навантажень, синхронні компенсатори необхідні для ЛЕП. У довгих ЛЕП при малих навантаженнях переважає ємність лінії, і вони працюють з випереджаючим струмом. Для того щоб компенсувати цей струм, синхронний компенсатор повинен працювати зі струмом, що відстає, тобто недозбудженим. При значному навантаженні ЛЕП, коли переважає індуктивність споживачів електроенергії, вона працює зі струмом, що відстає. У цьому випадку синхронний компенсатор повинен працювати з випереджаючим струмом, тобто надлишково збудженим.

Зміна навантаження на ЛЕП викликає зміну потоків реактивних потужностей за значенням та фазою, що призводить до значних коливань напруги в лінії. У зв'язку з цим виникає необхідність регулювання. Синхронні компенсатори зазвичай встановлюють районних підстанціях. Для регулювання напруги в кінці або середині транзитних ЛЕП можуть бути створені проміжні підстанції із синхронними компенсаторами, які повинні регулювати або підтримувати напругу незмінною. Робота таких синхронних компенсаторів автоматизується, у зв'язку з чим створюється

можливість плавного автоматичного регулювання величини реактивної потужності, що виробляється, і напруги.

Для здійснення асинхронного пуску всі синхронні компенсатори забезпечуються пусковими обмотками в полюсних наконечниках, або полюси робляться масивними. При цьому використовується спосіб прямого, а в необхідних випадках спосіб реакторного пуску.

У деяких випадках потужні компенсатори запускаються в роботу також за допомогою фазових пускових асинхронних двигунів, що закріплюються з ними на одному валу. Для синхронізації з мережею зазвичай використовується метод самосинхронізації.

В експлуатації знаходяться СК потужністю до 160 Мвар. Їх встановлюють, як правило, на великих районних підстанціях. У СК можливе плавне та автоматичне регулювання, а також потужність, що видається, не залежить від напруги у мережі. При зниженні чи збільшенні напруги потужність, що видається, можна регулювати, зміною ЕРС. Втрати на обертання механічних частин становлять 1.5...3% від номінальної потужності при номінальному навантаженні та до 5...8% при зниженому навантаженні.

6.3.2 Батарея статичних конденсаторів

Батареї статичних конденсаторів (БСК) призначені для підвищення коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)$ електроустановок промислових підприємств і розподільних мереж, а також для автоматичної підтримки його на заданому рівні ($\cos(\varphi)$ не нижче 0,9). Установки компенсації реактивної потужності типу УКМ призначені для автоматичної компенсації реактивної потужності навантаження споживачів трифазних електричних мереж напругою 0,4 кВ, частотою 50 Гц.

Конденсаторні установки компенсації реактивної потужності УКМ виготовляються залежно від потужності навісного або підлогового виконання. Установки УКМ відповідають усім чинним вимогам ПУЕ. У цих установках застосовуються тільки високоякісні сухі конденсатори, що самовідновлюються МКР, контактори зі спеціальними приставками випереджуючого включення і мікропроцесорні регулятори реактивної потужності. Установки

компенсації реактивної потужності типу УКМ випускаються потужністю від 25 до 1000 кВАр.

При комутації конденсаторів компенсації реактивної потужності піковий струм при включенні може досягти $200 \cdot I_{\text{ном}}$. Такий струм є причиною великих динамічних навантажень як для конденсаторів, так і контактів контакторів, що може призвести до зварювання останніх. Тому сучасні конденсаторні установки компенсації реактивної потужності оснащуються спеціальними контакторами для включення конденсаторів з «випереджальними» контактами та додатковими резисторами, завдяки яким піковий струм суттєво знижується (рис. 6.5).

Приблизно через 5 мс після замикання «випереджальних» контактів, головні контакти контактора замикаються і беруть на себе струм конденсатора. Після чого «випереджальні» контакти розмикаються, і струм при постійно включеному контакторі через них не тече. Це також запобігає додатковим втратам активної енергії.

Контактори для комутації конденсаторів з «випереджальними» контактами та опорами забезпечують наступні переваги в конденсаторних установках компенсації реактивної потужності:

- істотне зниження пускового струму;
- поліпшення якості напруги під час включення;
- тривалий час служби контакторів;
- високу надійність роботи конденсаторної установки компенсації реактивної потужності;
- збільшення міжсервісних інтервалів конденсаторних установок системи компенсації реактивної потужності;
- універсальність роботи як у реактивованих, так і нереактивованих конденсаторних установках компенсації реактивної потужності.

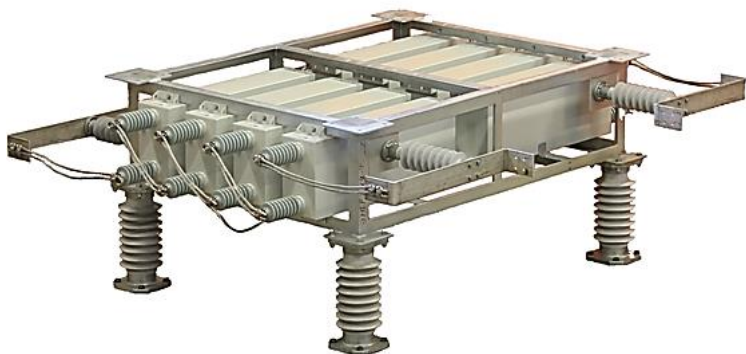
Паралельно з'єднані конденсаторні батареї підключаються до мережі за схемою зірки або трикутника, як показано на рис. 6.6 та 6.7. При встановленні поблизу від споживача вони є генератором реактивної потужності, який частково або повністю звільнює зовнішню мережу від перетоку реактивної потужності.



a



б



в

Рисунок 6.5 – Батарея конденсаторів компенсації реактивної потужності (*a*, *в*) та конденсаторні контактори (*б*) [88, 91, 111]

У цехових мережах більшості підприємств для регулювання реактивної потужності використовуються батареї статичних конденсаторів. При цьому здійснюється централізована (КУ1), групова (КУ2) або індивідуальна (КУ3) компенсація реактивної потужності (рис. 6.7).

Головними перевагами БСК є підвищення $\cos \varphi$ мережі, зниження втрат потужності та напруги, простота конструкції та висока експлуатаційна надійність. Статичні елементи схеми дешевше

і простіше ніж інші, тому швидше забезпечується зміння реактивної потужності та діапазону регулювання; висока надійність, яка практично визначається надійністю комутаційного обладнання.

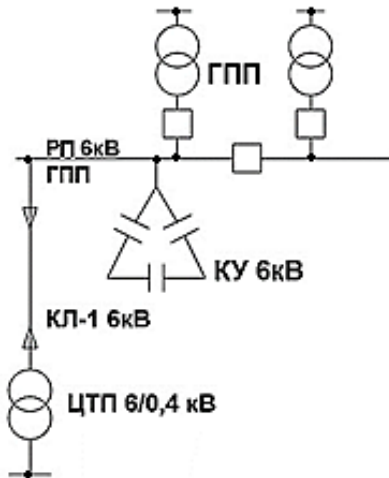


Рисунок 6.6 – Типова схема централізованої компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах на шинях РП 6(10) кВ [105]

А недоліком є ступневість регулювання ємності КБ. Електричний опір конденсатора зменшується із зростанням частоти струму, тому через батарею можуть протікати значні струми високої частоти. Крім того, конденсатор накопичує в собі електричний заряд, а при збуреннях в мережі (комутаціях, коротких замиканнях) конденсатор повертає цю енергію в мережу, що може призводити до кидків струмів і перенапруг, які небезпечні для електроустановок. Все це вимагає включення до складу БСК реакторів, що демпфують, що запобігають цим явищам. Параметри реакторів, що демпфують, повинні вибиратися на основі розрахунків перехідних режимів.

6.3.3 Фільтр вищих гармонік

Фільтр вищих гармонік (ФВГ) – це пристрої, призначені для обмеження виходу вищих гармонік струму від перетворювальних установок до мережі змінного струму. Такі установки використовуються насамперед на перетворювальних ПС електропередавання постійного струму та на промпідприємствах з технологіями на постійному струмі [2, 32, 68, 108, 109, 111].

Гармоніки є причиною безлічі проблем у електромережі - від різних збоїв, до пошкодження обладнання. Вирішення проблеми – використання фільтрів гармонік. Фільтри гармонік, або резонансні фільтри, що захищають мережу від струмів вищих гармонік, що виникають через нелінійну навантаження, і знижують спотворення напруги до прийнятного рівня. Крім того, вони генерують в мережу реактивну потужність на основній частоті (номінальній частоті мережі).

Для захисту від гармонік, викликаних наявністю в мережі нелінійних навантажень, використовуються *пасивні фільтри*, що включаються паралельно джерелу гармонік, як налаштовані на певну гармоніку, так та фільтри верхніх частот.

Варіанти схем пасивних фільтрів є наступними:

– налаштовані фільтри: з послідовним з'єднанням R-L-C або з ланцюжком R-L-C, включеної послідовно з паралельним ланцюжком R-C/L-R;

– фільтри верхніх частот: ланка R-C (першого рядка) або ланка C-RL або C-RC паралельно з L.

Для тиристорних випрямлячів зазвичай застосовуються фільтри, налаштовані на 5-7-11-13-ю гармоніки і плюс фільтр верхніх частот – на 17-ю гармоніку і вище. Добротність фільтрів зазвичай становить від 20 до 100.

Застосовуються пасивні фільтри додатково і для корекції коефіцієнта потужності індуктивного навантаження. При розрахунку точки підключення фільтра враховується можливість резонансів, які можуть викликати перевантаження фільтрів.

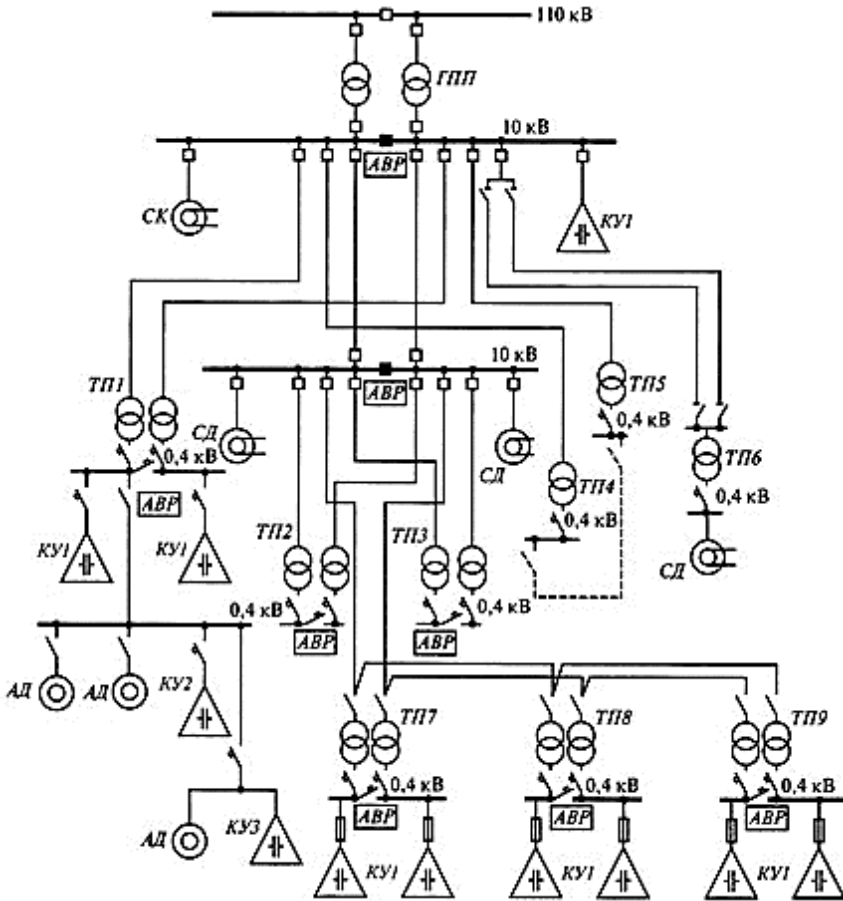


Рисунок 6.7 – Розміщення компенсуючих пристроїв у мережах електропостачання промислового підприємства [105]:

ГПП – головна низька підстанція підприємства, СК – синхронний компенсатор,

АВР – пристрій автоматичного вводу резерву, КУ1 – КБ для централізованої компенсації реактивної потужності, КУ2 – КБ для групової компенсації реактивної потужності, КУ3 – КБ для індивідуальної компенсації реактивної потужності, ТП1–ТП9 – цехові трансформаторні підстанції, СД – синхронні двигуни, АД – асинхронні двигуни.



Рисунок 6.8 – Пристрій фільтрації вищих гармонік виробництва АВВ для промисловості та суднобудування з захисту від 5-ї, 7-ї та 11-ї гармонік [72]

Недоліками пасивних фільтрів є значні капітальні витрати на реактивні елементи, великі необхідні площі. Їм властиво зниження ефективності фільтрації при коливаннях частоти і температури елементів схеми. Обмеження кількості ланок фільтра викликає погіршення фільтрації.

Цих недоліків позбавлені фільтри, що активно впливають на ділянку, що захищається, від гармонік мережі за допомогою схем силової електроніки, керованих малопотужною схемою виділення гармонік у точці приєднання (активні фільтри) [32, 88, 108, 109, 112].

Широкі можливості *активних фільтрів* дозволяють використовувати їх для вирішення більшості завдань кондиціонування якості електроенергії – це і фільтрація гармонік, їх зменшення практично аж до повної ліквідації, і керування реактивною

потужністю для корекції $\cos \phi$ і регулювання напруги, і балансування несиметрії навантаження, і зниження фліккера тощо.

Однофазні активні фільтри широко використовуються, головним чином, у малопотужних установках та транспортних мережах. Для застосування в потужних електричних мережах головне значення мають трифазні активні фільтри. Трифазні активні фільтри виконуються на перетворювачах як за схемою джерела струму (ДС), і джерела напруги (ДН). Модулі на потужних транзистори IGBT більше підходять для схеми ІН, в схемах ДС застосовуються в основному ГТО-тиристори.

Аналіз при виборі керованих вентилів для активного фільтра на напругу 400 В та потужність 100 кВА показує, що втрати у фільтрі за схемою ІН-ШІМ на транзисторах IGBT менше, ніж для схеми ІТ-ШІМ на ГТО-тиристорах. В обох схемах є згладжуючий фільтр комутаційних імпульсів. Активний фільтр за схемою ІН ефективно гасить гармоніки від 5-ї до 25-ї. Частоту ШІМ-перетворювача бажано вибирати вище 10 кГц. Конденсатор, що запасає енергію у ланці постійного струму, діє аналогічно до інших видів накопичувачів, наприклад, надпровідникових індукційних (СПІН).

Приклад випускаємих активних фільтрів – продукція компанії Fuji Electric. Це фільтри потужністю 10...400 кВА на транзисторах IGBT, які безпосередньо встановлюються в мережі 200...440 В. Для мережі середніх напруг потрібно мати проміжний трансформатор. Об'єкти для встановлення таких фільтрів є промислові підприємства, офіси, будівлі, лікарні, системи водопостачання та транспорт [82, 90, 96, 107].

Конкретний приклад застосування фільтра цієї компанії – це розв'язка регульованого електроприводу на водонасосній станції, що має чотири насоси по 140 кВА, що живляться від інверторів. Їхня робота суттєво знижувала якість електроенергії на живильному фідері. За понижувальним трансформатором 6,6 кВ/0,4 кВ та 750 кВА на загальні шини інверторів та кількох навантажень був включений чисто активний фільтр потужністю 300 кВА, який не тільки знизив рівень гармонік на шинах, а й скоригував коефіцієнт потужності індуктивного навантаження.

Гібридні активні фільтри виконуються зазвичай за схемою джерела напруги на ШІМ-перетворювачах і включають пасивні компоненти R-L-C.

Автоматична корекція параметрів гібридних фільтрів при зміні режиму мережі дає такі переваги:

- корекція частотних характеристик у статичних режимах роботи мережі;
- зниження негативного впливу на фільтрацію від зміни частоти та параметрів елементів фільтра під час роботи;
- виключення виникнення резонансів на годину тотал, близьких до гармоніки, що фільтрується;
- демпфування резонансних явищ у пасивних елементах фільтрів;
- зниження рівня гармонік струму в мережі від різних джерел вищих гармонік.

6.3.4 Статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності

На підприємствах зі специфічними навантаженнями (ударними, різко змінними) крім вище зазначених пристроїв компенсації в мережах другої групи застосовують фільтрокомпенсуючі, симетруючі та фільтросиметруючі пристрої. Останнім часом замість компенсаторів, що обертаються, знаходять все більш широке застосування статичні компенсатори реактивної потужності (СТК), які разом з поліпшенням коефіцієнта потужності дозволяють стабілізувати напругу живлення. Головною перевагою СТК є швидка та плавна зміна реактивної складової кола [32, 109, 110, 111].

Статичні тиристорні компенсатори є одним із пристроїв, що забезпечують підвищення ефективності роботи та енергозбереження систем передачі та розподілу електричної енергії. Вони розробляються у двох основних модифікаціях: для промислових установок типу дугових сталеплавильних печей (ДСП) та тиристорних приводів прокатних станів, а також для високовольних ліній електропередавання. Також є спеціальне виконання тиристорних СТК для застосування на тягових підстанціях електрифікованих залізниць.

Ефективність застосування таких СТК, залежно від об'єкта установки, визначається реалізацією наступних функцій.

Для промислових установок та тягових підстанцій залізниць:

- зниження коливань напруги;
- підвищення коефіцієнта потужності;
- балансування навантаження;
- зниження струмів вищих гармонік.

Для дугових сталеплавильних печей (рис. 6.9):

– істотне зниження коливань напруги (флікера) в мережі живлення;

– можливість підключення потужних печей до енергосистем з низькою потужністю КЗ;

- підвищення середнього коефіцієнта потужності;
- зниження струмів вищих гармонік, що течуть в енергосистему;
- симетрія струмів, що споживаються з мережі;
- стабілізація напруги на шинах навантаження;
- підвищення продуктивності печі;
- зниження витрати електродів та футерування.

Для ліній електропередавання (рис. 6.10):

- підвищення статичної та динамічної стійкості передачі;
- зниження відхилень напруги при великих збуреннях у системі;
- стабілізація напруги;
- обмеження внутрішніх перенапруг;
- збільшення передавальної здатності електропередачі через поліпшення стійкості при великій потужності, що передається;
- фільтрування струмів вищих гармонік.

Крім забезпечення вимог діючих стандартів за основними показниками якості електроенергії СТК здійснюють розвантаження мережевих трансформаторів і ліній живлення електропередавання від реактивної потужності і, тим самим, знижують в них величину діючого струму і активних втрат, що дозволяє збільшити пропускну здатність без встановлення нового обладнання.

Основна схемна конфігурація СТК включає набір фільтрів вищих гармонік – фільтро-компенсуючих ланцюгів (ФКЦ), постійно підключених до мережі або комутованих вимикачами, і включені паралельно ним в трикутник три фази керованих тиристорами реакторів – тиристорно-реакторна група (ТРГ). Кут вмикання

тиристорів ТРГ може швидко змінюватися таким чином, щоб струм у реакторі відстежував струм навантаження або реактивну потужність в енергосистемі.

Система курування та захисту СТК забезпечує швидко компенсацію реактивної потужності навантаження та підтримання регульованого параметра відповідно до заданої установки, виконує захист обладнання СТК, контроль та сигналізацію відмов та може бути модифікована під конкретні вимоги замовника. Час реакції системи регулювання СТК на зміну регульованого параметра становить 5 мс для навантажень типу ДСП та від 25 мс до 100 мс для загальнопромислових навантажень і мережевих підстанцій [32, 109, 110, 111].

СТК має рівень автоматизації, що забезпечує його роботу без постійної присутності персоналу. Керування СТК здійснюється від пульта дистанційного керування (ПДК СТК) або від АСУ ТП через зовнішній інтерфейс (рис. 6.9).

Номінальна потужність і схема СТК вибирається для конкретного об'єкта в залежності від параметрів системи електропостачання, виду та потужності компенсованого навантаження та вимог щодо якості електроенергії та виконуваних функцій. Для кожного окремого випадку проводиться розрахунок необхідної потужності ТРГ та фільтро-компенсуючих ланцюгів (ФКЦ) та визначається їх склад.

При використанні СТК на лініях електропередавання високої напруги його ефективність тим більша, чим вище точка його підключення. Обладнання СТК зазвичай виконується на клас напруги від 10 до 35 кВ і підключається через спеціальний понижувальний трансформатор до шин підстанції, або до третинної обмотки підстанційного автотрансформатора [32, 109, 110, 111, 112].

Найбільший ефект має місце при підключенні СТК безпосередньо до лінії електропередавання або шин ВН підстанції – при цьому він може реалізовувати декілька системних функцій, пов'язаних з режимами роботи лінії електропередавання. В такому випадку доцільним є використання керованого шунтувального реактора трансформаторного типу (КШРТ), що поєднує в собі і понижувальний трансформатор, і ТРГ. Обмотка високої напруги КШРТ (мережева – МО) виконується на необхідний клас напруги, а

вторинна обмотка управління (ОК) має 100% магнітний зв'язок з МО і виконується на клас напруги, оптимальний для завантаження тиристорного вентиля (ВТВ), включеного паралельно ОК (рис. 6.11) [32, 109, 110, 111, 112].

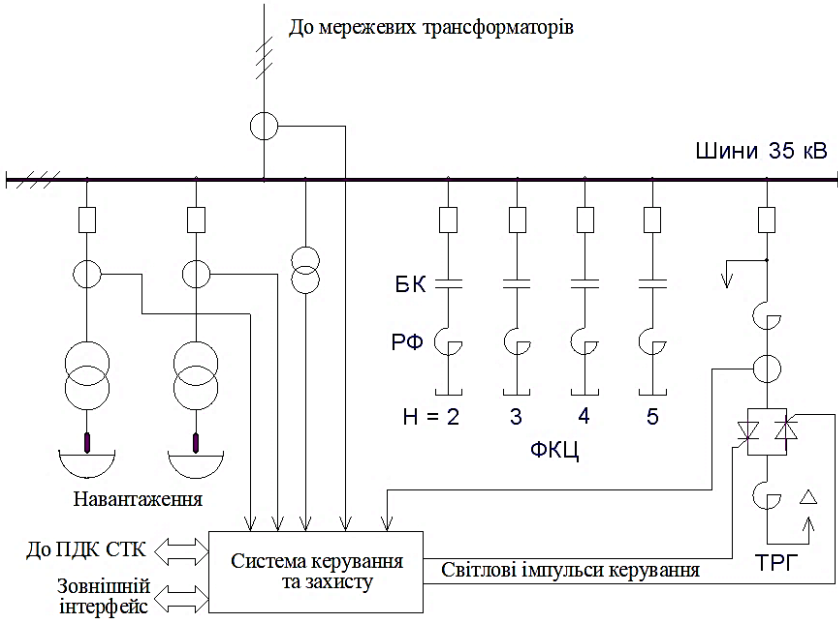


Рисунок 6.9 – Типова схема СТК для ДСП

Система охолодження тиристорного регулятора, як правило, повітряна. Вона дешевша за рідинну, легша в експлуатації, не вимагає додаткових вузлів електроніки, механіки, компонентів, що обертаються. Також повітря, що проходить через вентиляційні шахти перетворювача, охолоджує не тільки силові модулі, але й R-C ланцюги (для захисту тиристорів від перенапруги) та інші елементи. Якщо струми занадто великі, а розміри апаратури обмежені, застосовують охолодження рідиною [32, 109, 110, 111, 112].



Рисунок 6.12 – Статичний тиристорний компенсатор реактивної потужності модульного виконання із системою повітряного охолодження [82]

Прикладом тиристорних компенсаторів реактивної потужності є СТК серії ТКРМ, призначених для покращення якості електричної енергії промислових мереж напругою 6,3 кВ та 10,5 кВ, що живлять потужні тиристорні електроприводи прокатних станів, дугові сталеплавильні та рудно-термічні печі, інші навантаження зі змінним (рис. 6.13). ТКРМ – це комплект обладнання, в який входять напівпровідниковий стабілізатор потужності (ПСМ), компенсуючі реактори і силові фільтри, кожен з яких складається з фільтрових реакторів і конденсаторної установки, двопровідного інтерфейсу CAN, RS232/RS485 для зовнішніх засобів автоматизації та діагностики, вбудованої системи діагностики та запису «аварійного сліду», комутаційної апаратури та електронних компонентів провідних світових виробників – Group Schneider, Intel, Burr Brown, Motorola.



Рисунок 6.13 – Тиристорний компенсатор реактивної потужності серії ТКРМ [111]

СТК комплектується фільтровими та компенсуючими реакторами. Фільтрові реактори послідовно підключаються до батарей конденсаторів та утворюють ФКЦ, налаштовану на певну резонансну частоту. Компенсуючі реактори підключаються паралельно ФКЦ і послідовно з тиристорними вентилями (ТВ), утворюючи ТРГ для швидкодіючого регулювання реактивної потужності, що генерується в мережу. У виробництві СТК використовуються сухі реактори з повітряним осердям для зовнішньої установки.

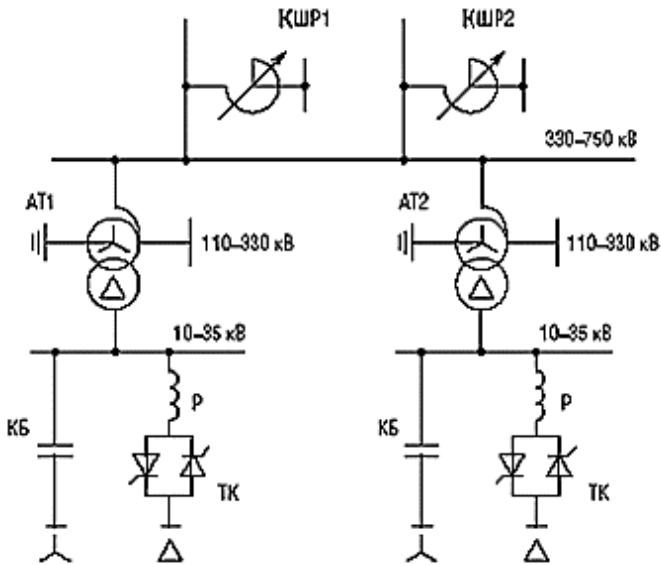


Рисунок 6.14 – Схема електрична принципова СТК з керованим шунтувальним реактором [82, 108, 109]

Як підсумок, можна сказати, що статичні тиристорні компенсатори – дуже ефективний засіб для вирівнювання коливань напруги при навантаженні, що швидко змінюється. Тиристорні компенсатори реактивної потужності практично єдине економічно вигідне рішення для віддалених від підстанції підприємств (навантажень), де мережа досить слабка. Головною їх перевагою є швидка та плавна зміна реактивної складової ланцюга. При його застосуванні можна регулювати $\cos \phi$ у заданих межах в автоматичному режимі.

7 РЕАКТОРИ

7.1 Реактори енергетичного призначення

Реактори – це статичні електромагнітні пристрої, які використовуються в силових електричних мережах. Їх головна задача – здійснення споживання надлишкової реактивної потужності в електроенергетичних системах [2, 40, 47, 81, 85]. Наявність перетоку реактивної потужності від місця генерації до споживачів додатково завантажує електричні мережі, що веде до зайвих втрат та погіршення якості електричної енергії.

У енергетичних підприємствах та ЛЕП великої протяжності для компенсації реактивної потужності застосовують переважно електричні повітряні сухі реактори; їх встановлюють на електричних підстанціях та перемикальних пунктах. Реактори поглинають реактивну потужність, зумовлену розподіленою ємністю ЛЕП.

Завдяки включенню реакторів покращується розподіл напруги вздовж ЛЕП та створюються умови для підвищення пропускної спроможності електропередачі, знижуються внутрішні перенапруги, забезпечуються особливі режими ЛЕП (наприклад, холостий хід, синхронізація, автоматичне повторне включення).

У складі схем компенсації є присутнім реактор, що керується, або реактор, що насичується, який використовується в якості елемента керування. Приклади схем підключення реакторів було показано на рис. 6.9...6.11, 6.14.

Принцип дії реакторних схем компенсації полягає в тому, що при зменшенні навантаження на ЛЕП напруга зростає, при цьому підвищується струм керування, що подається на керований реактор (КР) від системи керування (СК), і він починає споживати реактивну потужність з мережі та знижує робочу напругу. При зростанні навантаження підключаються батареї конденсаторів (БК), додається реактивна потужність та підвищується робоча напруга у мережі.

7.1.1 Види та класифікація реакторів енергетичного призначення

Головними електричними апаратами керування режимами електропередавання є електричні реактори енергетичного призначення [32, 109, 110, 111, 112].

Реактори енергетичного призначення складаються з двох головних частин: однієї або декількох обмоток та магнітної системи з магнітопроводом. Згідно вигляду вольт-амперної характеристики розрізняють такі типи енергетичних реакторів:

- нерегульовальні шунтувальні реактори (НР) з лінійною характеристикою (рис. 7.1, *а*);
- реактор з нелінійною характеристикою або реактор з насиченням (КР) (рис. 7.1, *б*);
- тиристорно-керовані реактори з сімейством лінійних характеристик (КР) (рис. 7.1, *в*);
- тиристорно-керовані реактори з сімейством нелінійних характеристик;
- тиристорно-керовані реактори (НР) з насиченням (рис. 7.1, *г*).

На рис. 7.1 показано умовне графічне позначення і вольт-амперні характеристики (ВАХ) реактора, що насичується (*а*) і керованого реактора (*б*), статичних компенсаторів реактивної потужності (СКРМ), що складаються з паралельно вмикаємих конденсаторних батарей і керованого реактора (рис. 7.1, *в*) або реактора, що насичується (рис. 7.1, *г*) в якості регульовального елемента СКРМ. Вольт-амперні характеристики КР та НР, що використовуються у СКРМ, показані на рис. 7.1, *в* та *г*. Типова ВАХ самого СКРМ, реалізованого на основі НР, впливає, що в межах власної робочої характеристики СКРМ здатний регулювати напругу в точці підключення. СКРМ близький за своїм принципом роботи до синхронного компенсатора, але йому не властива механічна інерція, і його швидкодія значно більша (рис. 7.1, *в*).

СКРМ, виконані на основі НШР, застосовуються для керування режимами енергосистем з метою вирішення таких завдань, як регулювання напруги, підвищення пропускної спроможності діючих та новозбудованих систем електропередавання, обмеження перенапруги та коливань напруги тощо.

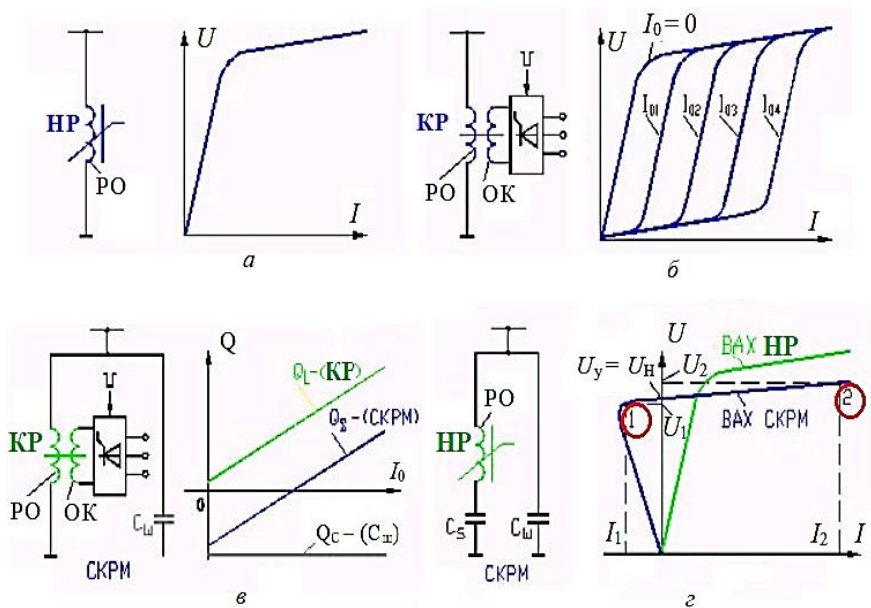


Рисунок 7.1 – Умовне графічне позначення та вольт-амперні характеристики енергетичних реакторів:

- a* – реактора, що насичується (HP); *б* – керованого реактора (KP);
- в* – статичний компенсатор реактивної потужності реактора (СКРМ) на базі керованого реактора (KP); *г* – статичний компенсатор реактивної потужності реактора (СКРМ) на базі реактора, що насичується (HP);
- PO – робоча обмотка; Q – реактивна потужність реактора; I_0 – струм підмагнічування.

Вольт-амперна характеристика СКРМ, наведена на рис. 7.1, *г* має деякий «статизм» (статичність), під яким розуміється співвідношення між зміною напруги та зміною струму в регульовальному діапазоні компенсатора (ділянка ВАХ, що проходить між точками 1 і 2). Зазвичай статизм виражається у відсотках по відношенню до номінальної напруги.

$$\text{Статизм} = \frac{U_2 - U_1}{(I_2 - I_1) \cdot U_n} \cdot 100 = (\Delta U_{12} / \Delta I_{12} \cdot U_n) \cdot 100, \%$$

Знак статизму в більшості випадків відповідає збільшенню індуктивного струму при збільшенні напруги, а значення статизму визначається умовами точності підтримання напруги і потужності, що СКРМ має. Введення статизму у ВАХ дозволяє здійснювати розподіл навантажень між паралельно працюючими компенсаторами. Як правило, настроювальний діапазон статизму становить від 0 % до 10 % у регульовальному діапазоні СКРМ. Значення статизму компенсатора зазвичай встановлюється рівним 2...5 %. Величина статизму регулюється у вигляді серієсного конденсатора C_s (рис. 7.1, з). Напряга, за якій СКРМ не споживає та видає реактивну потужність, відповідає напрузі уставки $U_y = U_n$. Зазвичай напруга уставки може регулюватися в діапазоні $\pm 10\%$. Режим роботи СКРМ залежить від значення напруги енергосистеми в точці його підключення порівняно з напругою уставки або з діапазоном регулювання реактора. Якщо напруга системи менше або дорівнює нижній межі U_1 регульовального діапазону компенсатора, то вся реактивна потужність, що генерується шунтувальними конденсаторами $C_{ш}$, надходить у мережу. При цьому потужність, що споживається реакторами, дорівнює нулю. Зі збільшенням напруги частина потужності, що генерується конденсаторами, споживається реактором. Коли напруга мережі дорівнює напрузі уставки U_y компенсатора, то потужність, що генерується конденсаторами, дорівнює потужності, що споживається реактором. При збільшенні напруги вище за номінальну, реактор продовжує поглинати реактивну потужність, поки не буде досягнуто його номінальне навантаження, яке визначає верхню межу потужності компенсатора. Споживання реактивної потужності за верхньою межею залежить від здатності перевантаження компенсатора. Реактор, що насичується, має перевантажувальну здатність до 3...4 відносних одиниць і більше, а це дозволяє використовувати його для обмеження комутаційних перенапруг [85].

Форма та вигляд вольт-амперної характеристики реактора залежить від наступних чинників: типу магнітної системи,

конструкції обмотки та системи керування. По виду магнітної системи розрізняють:

- реактори без сталевго осердя;
- реактори з розімкнутим магнітопроводом;
- реактори з магнітопроводом, який має немагнітні проміжки;
- реактори із замкненим феромагнітним магнітопроводом.

Реактори з лінійною характеристикою можуть мати такі типи магнітної системи: магнітну систему без сталі, з розімкненим магнітопроводом та з магнітопроводом з немагнітними проміжками.

Реактори з насиченням мають замкнений магнітопровід.

Реактори з керуванням мають замкнений магнітопровід або магнітопровід з немагнітними проміжками.

7.1.2 Шунтувальні реактори

Шунтувальні реактори (ШР) – являють собою індуктивну котушку з малим активним опором, намотаний на магнітопровід, і мають лінійну вольт-амперну характеристику. Вони можуть тільки споживати з мережі індуктивну реактивну потужність ШР встановлюються у мережах 500 кВ та вище (номінальна напруга ШР доходить до 750 кВ), зазвичай для споживання зайвої зарядної потужності. Підключення виконують як правило на початку та кінці лінії, іншого та в проміжних струмів [32, 109, 110, 111, 112].

Шунтувальні реактори призначені для компенсації ємнісної реактивної потужності, що генерується довгими слабо навантаженими повітряними лініями електропередавання або підземними кабелями. Зазвичай вони приєднуються через третинну обмотку трансформатора, однак у системах до 138 кВ можуть бути під'єднані безпосередньо. Вони широко застосовуються в статичних системах компенсації реактивної потужності, керування якими здійснюється тиристорними системами [106, 108, 109, 110, 111].

При паралельному вмиканні у мережу живлення шунтувальні реактори споживають з мережі реактивну потужність, необхідну для створення магнітного поля реактора. Головне його призначення – це споживання залишкової реактивної потужності ЛЕП. Схема вмикання шунтувального реактора показана на рис. 7.3.

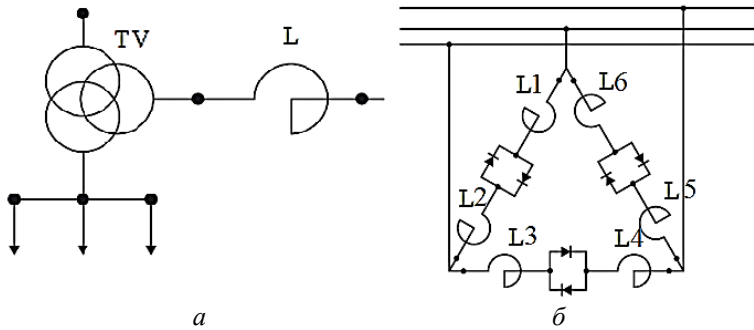


Рисунок 7.2 – Шунтувальний реактор, під'єднаний до третинної обмотки високовольтного трансформатора (а) та тиристор керований реактор (б) [105]

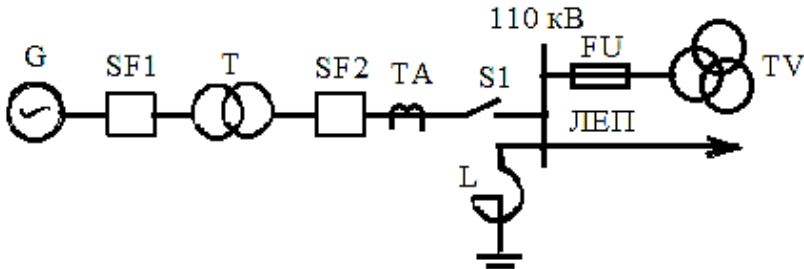


Рисунок 7.3 – Схема електрична принципова вмикання шунтувального реактору [105]

Шунтувальні реактори мають декілька різновидів [105, 108]:

– нерегульовальні шунтувальні реактори (НШР), які мають лінійну вольт-амперну характеристику, їх потужність незмінна. При підвищенні навантаження ЛЕП вони повинні бути вимкнені, що допомагає підвищити напругу на ЛЕП за рахунок додавання в мережу реактивної потужності, яку раніше споживав реактор. До недоліків НРР можна віднести наступне:

а) часте вмикання та вимкання НШР за допомогою звичайних вимикачів неприпустимо внаслідок складності процесів комутації;

б) регулювання потужності комутацією НШР неефективно і дає малий ефект;

– реактори з керуванням (КШР) та реактори, що насичуються (НР). Принцип дії таких реакторів такий: при підвищенні струму в обмотці керування, реактор споживає від мережі більший струм, що знижує зростання напруги та при тривалих перенапругах суттєво знижує їх значення. До переваг КШР та НШР можна віднести наступне:

а) забезпечення раціонального та плавного розподілу напруги та струму у ЛЕП;

б) оперативне обмеження внутрішніх перенапруг;

в) підвищення пропускну здатності ЛЕП по її статичній стійкості;

г) зниження втрат у ЛЕП.

В експлуатації НШР та КШР використовуються за такими напрямками.

Перший напрямок – це *компенсування реактивної потужності*. Головним завданням компенсування є те, що при зміні навантаження у кожному вузлу ЛЕП забезпечити такий баланс реактивної потужності, при якому зберігаються напруги в окремих вузлах, що наближені до номінальних, а також забезпечуються мінімальні втрати у мережі.

Другий напрямок – це створення схем *статичної компенсації реактивної потужності*.

Вони вмикаються наприкінці ЛЕП паралельно навантаженню на лінії ВН або НН підстанцій. Перевагами таких реакторів є простота конструкції, можливість прямого вмикання у мережу та відносно низька питома вартість.

Недоліком є відсутність можливості регулювання.

До особливостей конструкцій реакторів з лінійною вольтамперною характеристикою можна віднести такі:

– максимальні параметри по напрузі досягають до 1150 кВ, по потужності до 300 МВАр;

– конструктивне виконання може бути три- або однофазне;

– підключення до електричної мережі здійснюється через вимикач або без нього;

- вимикання реактора від мережі супроводжується кидком напруги у вигляді імпульсу комутаційної перенапруги;
- для комутації реактора використовують вимикачі спеціального призначення.



Рисунок 7.4 – Шунтувальні реактори виробництва французької компанії Alstom [95]

В залежності від необхідних номінальних параметрів реактори можуть виготовлятися з розщепленою фазою, що забезпечує необхідну чутливість при виявленні міжвиткових замикань. В такому разі розбаланс між струмами двох обмоток реактора може бути використаним для спрацьовування захисних реле.

7.1.3 Дугогасні реактори

Найбільш поширеним типом замикань на землю в електричних мережах є однофазні замикання. Вони є причиною 80% всіх пошкоджень обладнання [105, 108, 109, 111].

Значне покращення якості електропередачі досягається при зниженні кількості відключень у розподільчих мережах за допомогою резонансних заземлюючих систем (компенсаційних систем) шляхом заземлення нейтралі через пристрій із високим реактивним опором. В якості такого пристрою використовується реактор зі сталевим магнітопроводом (дугогасний реактор, також відомий як котушка Петерсена до 145 кВ, 35 МВАр), що налаштовується в відповідно до повної ємності мережі щодо землі, тоді при замиканні на землю ємнісний струм мережі буде компенсовано індуктивним струмом реактора. В результаті залишковий струм у місці однофазного замикання значно знизиться і матиме в основному активну складову. Значення залишкового струму становить в межах від 5% до 10% від струму однофазного замикання на землю у мережі без компенсації.

Дугогасний реактор (ДГР) – однофазні реактори, призначені для включення між нейтраллю та землею задля компенсації ємнісної складової струму від електричної мережі із ізольованою нейтраллю, що виникають при однофазних замиканнях на землю (ОЗЗ). Їх включають у нейтраль трифазного трансформатора мереж 6 кВ, 10 кВ або 35 кВ (найбільші робочі напруги: (6.6; 11; 15.75; 22; 38.5) / $\sqrt{3}$ кВ.

Застосування дугогасних реакторів дає такі переваги:

- значне зниження струмів однофазного замикання порівняно із застосуванням заземлення нейтралі через резистор або в мережах з ізольованою нейтраллю;
- мінімізація небезпечного впливу на обладнання та обслуговуючий персонал;
- зниження можливості повторного запалення дуги та замикання на землю;
- у більшості випадків (до 80%) однофазне замикання зникає і перерви в електропостачанні не відбувається;
- в інших випадках, коли замикання на землю не зникає, спрацьовує захисна автоматика, знижує час перерви в електропостачанні.

Дугогасний реактор має декілька типів:

- реактор плунжерного типу дозволяє здійснювати плавне регулювання переміщення осердя без відключення реактора;
- реактор із ступінчастим регулюванням дозволяє здійснювати регулювання за допомогою відпайок на відключеному реакторі;

- реактор фіксованого типу не підлягає регулюванню;
- дугогасний реактор у комплекті з трансформатором, в нейтраль якого він включається (трансформатор Бауха).



Рисунок 7.5 – Масляний баковий дугогасний реактор зі сталевим магнітопроводом на напругу 20 кВ потужністю 5000 кВАр виробництва компанії Trench® Austria GmbH [118]

У симетричному режимі роботи електричної мережі, коли розподіл потужностей P по фазам однаковий, потенціал нейтралі U_N наближено до нуля, виконуються такі умови:

$$P_A = P_B = P_C = 0, U_N = 0, U_\Phi = U_N, U_{\text{пер1}},$$

де $U_{\text{пер1}}$ – значення комутаційних перенапруг у симетричному режимі експлуатації.

У несиметричному режимі, коли є розкид потужності по окремим фазам, суттєво зростає рівень комутаційних перенапруг. В цьому випадку маємо такі співвідношення:

$$P_A \neq P_B \neq P_C, I_N \gg 0, U_N \neq 0, U_\Phi = \sqrt{3} \cdot U_H, U_{\text{пер}2} \gg U_{\text{пер}1},$$

де $U_{\text{пер}2}$ – значення комутаційних перенапруг у випадку несиметричного режиму навантаження.

Для обмеження струму короткого замикання на землю використовують однофазні заземлювальні реактори (ЗР), які вмикають між нейтраллю та землею. Схема вмикання ЗР показана на рис. 7.6, де використовуються такі позначення: X_p – заземлюючий реактор (індуктивний опір), $C1 - C3$ – ємності проводів фаз ЛЕП відносно землі, I_i – зарядні струми окремих фаз ЛЕП. У випадку однофазного замикання на землю, наприклад фази С, величина струму замикання на землю буде визначатися за наступною умовою:

$$I_{\text{КЗ}} = (I_A + I_B + I_C).$$

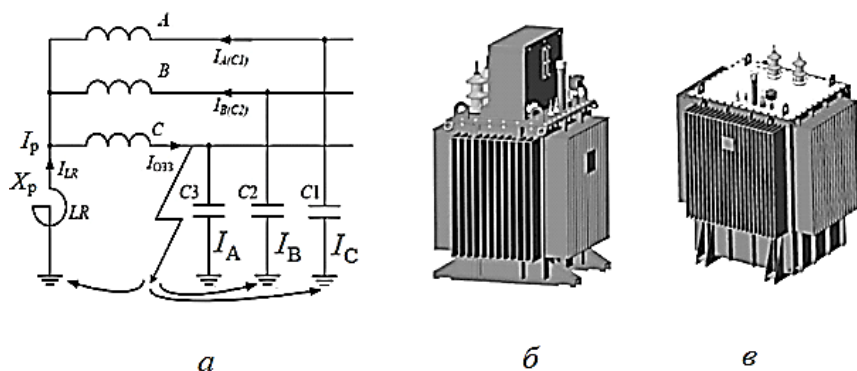


Рисунок 7.6 – Схема принципова ділянки мережі з ОЗЗ та включення реактору в нейтраль трансформатора (а) та зовнішній вигляд реакторів РЗДПОМ 6-35кВ [2, 85]:

а та б – з плавним регулюванням; в – зі ступінчастим регулюванням.

Принцип дії дугогасного реактора пояснюється схемою (рис. 7.6, а). Виникнення однофазного замикання на землю (ОЗЗ) у фазі С призводить до появи струму I_{O33} та ємнісних струмів фаз А – $I_{A(C1)}$ та В – $I_{B(C2)}$. В результаті струм I_{O33} складається з $I_{A(C1)}$ і $I_{B(C2)}$, і струму

реактора I_{LR} , який, перебуваючи в протифазі з ємнісними струмами, їх компенсує і знижує струм замикання.

Таке замикання усувається за певний час, що відводиться персоналу для зміни схеми електропостачання з безпечним для споживачів відключенням пошкодженої ділянки. При цьому наявність замикання на не відключеній лінії спричиняє небезпеку попадання людей під крокову напругу в зоні ОЗЗ, виникнення електричної дуги при досягненні ємнісним струмом значень 20...30 А, що в свою чергу створює ризик пошкодження ізоляції проводів і кабелів, та переходу ОЗЗ у дво- та трифазне КЗ та як наслідок – аварійного відключення лінії. Наявність дугогасного реактора дозволяє зберегти живлення споживачів з обмеженням ємнісного струму ОЗЗ.

Якщо за рахунок технічних засобів забезпечити виконання умови $I_p = -(I_A + I_B)$, то струм короткого замикання на землю у місці замикання буде повністю компенсовано. Цю умову можна забезпечити при автоматичному регулюванні опору реактору X_p . В умовах експлуатації використовують такі засоби регулювання опору реактора:

- шляхом перемикання відгалужень обмотки реактора;
- переміщенням осердя для регулювання довжини повітряного проміжку магнітопроводу;
- підмагнічуванням осердя постійним струмом.

Головна проблема цих засобів – це недостатня швидкодія. Діапазон регулювання може досягати (1:10). Конструктивно активна частина реактора – це обмотка, яка розміщена на двох стрижньовому магнітопроводі.

7.1.4 Фільтрові реактори

Струми вищих гармонічних складових (ВГС) являють собою викривлення, що виникають в мережі живлення при різкозмінному нелінійному навантаженні, а саме, потужних пристроях силової електроніки тощо [2, 85]. Струми ВГС утворюють в мережі живлення:

- збільшення втрат активної потужності;
- збої в роботі систем керування;
- значні струми нейтралі;

- негативний вплив на телекомунікаційне обладнання;
- втручання у роботу комп'ютерних систем.

Реактори високовольтних фільтрів ВГС разом з конденсаторними батареями фільтрів створюють резонансний контур, налаштований на частоту конкретної ВГС, а разом з резисторами утворюють кола широкополосних фільтрів, налаштованих на задану (резонансну) частоту, для зменшення рівня гармонійних складових струмів та напруг в заданому діапазоні частот. Реактор, конденсаторні батареї та резистори фільтрів з'єднуються або паралельно, або послідовно.

Високовольтні фільтри ВГС зазвичай встановлюються на вузлових підстанціях енергосистем та розподільчих мереж промислових підприємств, у складі статичних тиристорно-керованих компенсаторів реактивної потужності – фільтро-компенсуючих пристроїв (СТКРУ-ФКП) та на перетворювально-інверторних підстанціях ЛЕП постійного струму.

Фільтрові реактори – призначені для зниження амплітуди вищих гармонік та інтергармонік у змінному струмі, що надходить у перетворювачі або віддається споживачами у мережу. Вони використовуються разом з конденсаторними батареями для створення вузько смугових фільтрів вищих гармонік, і разом з конденсаторними батареями та резисторами – для створення широкосмугових фільтрів. Реактори можуть виготовлятися з відгалуженням для регулювання індуктивності та спеціальними кільцями, що регулюють добротність. Можуть виготовлятися з ретельно контрольованими допусками.

При виборі фільтрового реактора повинні бути задані амплітуди струму основної частоти та вищих гармонік. Для точного налаштування індуктивності необхідно визначити кількість регулювальних відпайок та діапазон регулювання.

В багатьох випадках потрібні фільтри з добротністю набагато нижчою за власну добротність реактора. Необхідні значення добротності досягаються включенням резистора в коло реактора або застосуванням спеціального кільця, що регулює добротність.

Кільце дозволяє знизити добротність на одну десятю без включення додаткового демпфуючого резистора (рис. 7.7, б). Дані кільця, встановлені на реакторах, легко узгоджуються з магнітним полем реактора. Їх застосування обмежується розмірами, способами

приєднання та надійністю додаткових елементів, наприклад, резисторів.

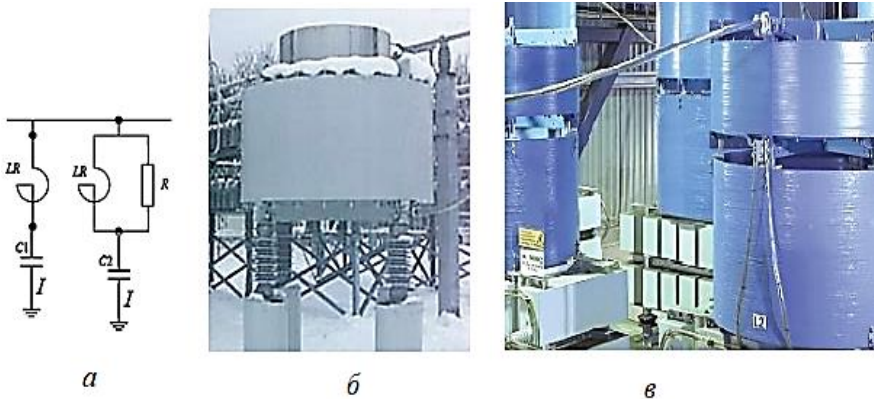


Рисунок 7.7 – Реактори фільтрації ВГС [67]:

a – схема електрична фільтрових реакторів; *б* – фільтровий реактор з регульовальними кільцями; *в* – реактор для систем статичних тиристорно-керованих компенсаторів реактивної потужності – фільтра-компенсуючих пристроїв.



Рисунок 7.8 – Фільтрові реактори на номінальну напругу 230 кВ підвищеної сейсмостійкості виробництва компанії Сименс (Trench® Austria GmbH) [118]



Рисунок 7.8 – Фільтрові реактори на номінальну напругу 110 кВ типів РФОС, РФСТ, РФОСА, ФРОС виробництва ЕЛТІЗ (Запоріжжя) [85]

7.1.5 Буферні реактори електродугових печей

Електричні дугові печі з найбільшою ефективністю використовуються за умови малих струмів, що протікають через електроди, та довгу дугу. З метою стабілізації дуги послідовно пічному трансформатору живлення встановлюється буферний реактор. Послідовні реактори під'єднуються послідовно до ланцюга пічний трансформатор – електроди електродугових печей, що використовуються у сучасних металургійних підприємствах (виплавка сталі, алюмінію тощо). За рахунок цього забезпечується необхідне коректування коефіцієнту потужності та обмеження нестабільності струму та напруги дугової печі (флікери), особливо під час розплавлення. Обмотка реактора має значну динамічну та термічну стійкості, які необхідні при комутаціях пічного навантаження.



Рисунок 7.9 – Буферні реактори для електричних дугових печей виробництва компанії Сименс (Trench® Austria GmbH) [118]

7.2 Струмообмежувальні реактори

Струмообмежувальний реактор – це електричний апарат у вигляді котушки з постійною індуктивністю $L = \text{const}$ для обмеження струмів короткого замикання та підтримання напруги на збірних шинах у завданих межах в аварійному режимі [2, 47, 89, 90, 104, 108].

Згідно з ГОСТ 14794-79 основними параметрами реактора є:

- клас напруги;
- номінальний струм та номінальний індуктивний опір при частотах 50 Гц і 60 Гц;
- схеми встановлення трифазних комплектів реакторів;
- габаритні розміри та маса реакторів.

Відповідно до нормативних документів [8, 19, 30, 38, 89, 118] для струмообмежувальних реакторів на напруги 6...500 кВ нормуються найбільші робочі напруги (кВ): 7.2; 12; 17.5; 24; 40.5; 126; 252; 363; 525 та номінальні струми (А): 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000, допустиме діюче значення періодичної складової струму $K3 - I_{к.дод}$ (не більше $25 \cdot I_{ном}$), найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) – $2.55 \cdot I_{к.}$

Струмообмежувальні реактори призначені для зниження струмів короткого замикання до рівня безпечного для обладнання.

Реактори цього типу під'єднуються послідовно до ліній електропередавання або до фідерів для обмеження струму у випадку коротких замикань до значень, сумісних з обладнанням систем комутації та захисту. Економічна ефективність таких рішень визначається відсутністю необхідності заміни комутаційного та захисного обладнання при збільшенні потужності короткого замикання системи. Струмообмежувальні реактори проєктуються для забезпечення заданого реактивного опору, а також розробляються з урахуванням постійного впливу номінального струму та струму короткого замикання протягом заданого проміжку часу (короткочасно).

Типова сфера застосування – зниження струмів короткого замикання, вирівнювання навантаження у паралельних колах та обмеження кидків струму в конденсаторних батареях тощо.

Струмообмежувальні реактори для конденсаторних батарей встановлюються в коло конденсаторної батареї. Вони призначені для обмеження кидків струму при комутаціях, при близьких коротких замиканнях та для зміни резонансної частоти системи при зміні ємності батареї.



Рисунок 7.10 – Однофазні реактори послідовного включення виробництва компанії Сименс Trench® Austria GmbH [81, 118]

Реактори можуть встановлюватися в мережах напругою до 765 кВ (при рівні міцності ізоляції 2100 кВ). При використанні таких реакторів рівень тривало допустимого струму має визначатися з урахуванням наявних струмів вищих гармонік, допустимої зміни ємності та допустимого рівня перенапруги в мережі.



Рисунок 7.11 – Струмообмежувальний реактор для конденсаторних батарей [70, 81]

Діапазон типорозмірів струмообмежувальних реакторів – від простих розподільчих фідерних реакторів до великих реакторів на напругу до 765 кВ (при рівні міцності ізоляції 2100 кВ), що вирівнюють навантаження.

Функція обмеження струму КЗ пояснюється з прикладу схеми кола, зображеного на рис. 7.12 [2].

На двох лініях, що відходять з шин підстанції, позначені точки КЗ (I_{K1} і I_{K2}). На лінії з I_{K2} встановлений струмообмежувальний реактор LR з індуктивним опором X_{LR} . Джерело, позначене G, має опір x_G і підтримує на шинах напругу $U_{ном}$.

Струми КЗ у першому наближенні можна виразити:

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}x_G}; I_{K2} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}(x_G + x_{LR})}.$$

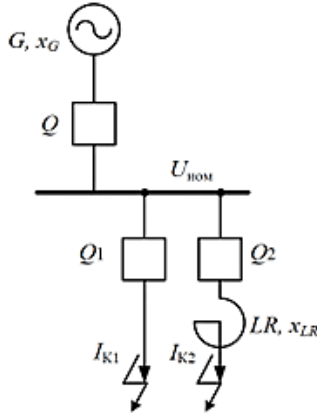


Рисунок 7.12 – Фрагмент схеми мережі

Оскільки

$$x_G \ll x_{LR}, \text{ то } I_{K2} \approx \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}x_{LR}} \ll I_{K1}.$$

Підтримка напруги на шинах при КЗ забезпечується відносно високим значенням індуктивного опору реактора. На рис. 7.13, а та б показані розподіли напруг по фрагментах схем за наявності і відсутності КЗ на відхідній лінії з реактором.

При виникненні КЗ лінії з реактором напруга на шинах $U_{\text{ш}}$ підтримується близьким до напруги джерела $U_{\text{ном}}$ і відрізняється на величину падіння напруги $I_K \cdot x_G$. Найбільше падіння напруги відбувається на реакторі – $I_K \cdot x_{LR}$, оскільки $x_G \ll x_{LR}$. $I_n \cdot jx_{LR}$

У номінальному режимі напруга на шинах приблизно дорівнює напрузі джерела, а на навантаженні напруга U_n дещо нижча на величину падіння напруги на реакторі $I_n \cdot x_{LR}$. При цьому зниження напруги на навантаженні відносно шин виражається арифметичною різницею діючих значень напруг шин і навантаження та визначається

номінальними фазними струмом, напругою та зсувом фази на навантаженні:

$$\Delta U = U_{\text{ш}} - U_{\text{н}} = \frac{I_{\text{н}} \cdot x_{LR} \cdot \sin \varphi}{U_{\text{ном}} / \sqrt{3}} \cdot 100 = x_{LR, \%} \cdot \sin \varphi$$

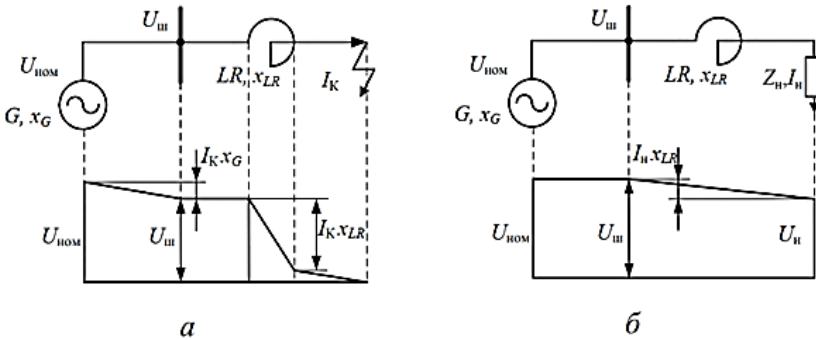


Рисунок 7.13 – Фрагменти схем за наявності та відсутності КЗ на лінії, що відходить [2]:

а – фрагмент схеми при КЗ на лінії; *б* – фрагмент схеми зі струмом навантаження на лінії.

Це значення виражається у відносних одиницях, оскільки $x_{LR, \%}$ – відносний індуктивний опір реактора. У разі навантаження із $\cos \varphi = 1$, $\Delta U \approx 0$ (можна прийняти, оскільки $x_{LR} \ll Z_{\text{н}}$). Якщо $\cos \varphi = 0$, то $U = x_{LR, \%}$. Як правило, $x_{LR, \%} < 10 \%$, тому в тривалому режимі втрата напруги на реакторі мала.

Визначення поняття зниження напруги U можна також пояснити на прикладі аналізу векторних діаграм, на яких відображені вектори напруг на шинах, навантаженні, номінального струму в навантаженні і падіння напруги на реакторі. Діаграми наведені на рисунках 7.14, *а...в*.

Феромагнітні осердя в реакторах не застосовуються, оскільки великі струми через реактор можуть викликати насичення

магнітопроводу та зниження індуктивності та струмообмежувального ефекту, а також з метою забезпечення лінійності ВАХ реактора.

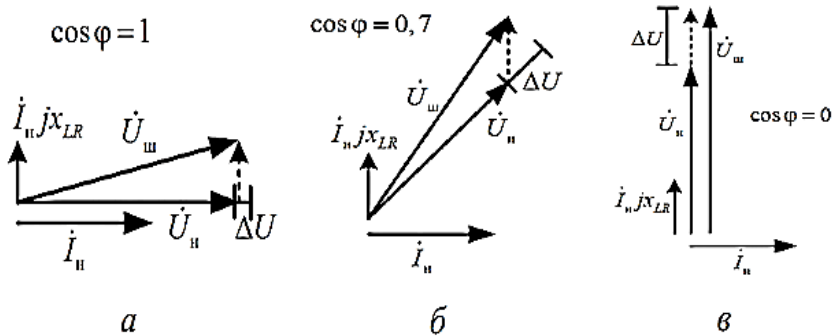


Рисунок 7.14 – Векторні діаграми за різних коефіцієнтів потужності на навантаженні:

a – діаграма при $\cos \varphi = 1$; *б* – діаграма при $\cos \varphi = 0.7$;
в – діаграма при $\cos \varphi = 0$.

7.2.1 Конструкції сухих струмообмежувальних реакторів

Конструкції струмообмежувальних реакторів схожі з конструкціями енергетичних реакторів. Відповідно до цього конструкції розрізняють наступні типи струмообмежувальних реакторів [2, 32, 73, 79, 104, 110, 112].

Повітряні (або сухі) реактори складають першу групу, яка має два різновиди: бетонні, які отримали найбільш широке використання у минулому столітті, та збірні. Структура бетонного реактора показана на рис. 7.15, *a*, де використовують такі позначення: 1 – такелажний трос; 2 – обмотка; 3 – бетонна колона; 4 – опора; 5 – опорні ізолятори. Технологія виготовлення такого реактору наступна. Обмотка, яка виготовляється з багатожильного проводу, шини або кабелю з міді або алюмінію намотується на шаблон. Після цього встановлюються спеціальні форми, які заливаються бетонним розчином. Після отвердіння здійснюється сушка у вакуумі та подвійне просочення лаком для підвищення ізоляційних

властивостей. Між окремими витками обмотки залишають повітряні проміжки розміром (3,5...4,5) см для охолодження та забезпечення електричної міцності ізоляції.

У РП 6...35 кВ для внутрішньої та зовнішньої установки широко поширені *сухі бетонні (з сухою ізоляцією та бетонним каркасом) реактори* з природним охолодженням з різним розташуванням секцій фаз. Робота реакторів на великі струми передбачає значні електродинамічні зусилля у конструкції та ризик пошкодження опорних ізоляторів, тому крім вертикальної існують варіанти кутової (ступінчастої) та горизонтальної установки реакторів (див. рис. 7.15, б).

Кожен реактор маркується згідно з розташуванням: «В, С, Н» – вертикальний верхній, середній, нижній, «С, Г» – середній горизонтальний, «Г» – горизонтальний.

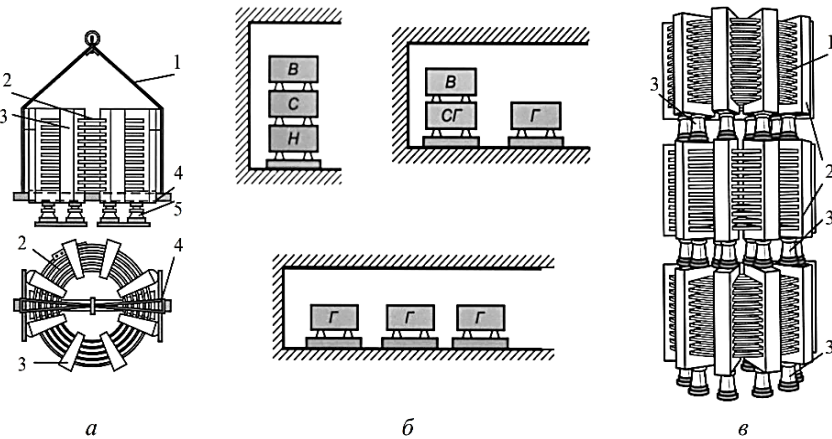


Рисунок 7.15 – Конструкція бетонного реактора та варіанти розташування секцій:

a – один реактор:

1 – такалажний трос, 2 – обмотка з багатожильного мідного/алюмінієвого проводу,
3 – бетонна колонна, 4 – балка, 5 – опорні ізолятори;

б – розташування реакторів; *в* – трифазний комплект:

1 – обмотка, 2 – бетонні колони, 3 – опорні ізолятори.

Правильне встановлення вертикального комплексу є важливим, оскільки для зниження електродинамічних зусиль застосовується зворотне намотування проводу середнього реактора, що дає зміну напрямку його поля і напрямку зусиль на ізолятори [2, 8, 10, 42, 85].

Обмотки реакторів можуть виконуватися з паралельними гілками та бути транспозиційними для рівномірного розподілу струму.

Бетонні реактори – це комбінація конструкції та технології виготовлення [2, 8, 10, 42, 85]. Обмотка реактора виготовлялась горизонтальними шарами в вигляді спіралі. Механічна фіксація обмотки виконувалась бетонним каркасом, який виготовлявся методом заливки на підготовлену обмотку. І між витками обмотки передбачались повітряні зазори. Це було для збільшення рівня ізоляції та охолодження та вентиляції обмоток. Багатожильний провід укладався в спеціальний шаблон, який передбачав спеціальні відсіки – форми для заливання бетону. Ці відсіки мали прямокутну форму і розташовувалися радіально по відношенню до обмотки. Після укладки проводу у відсіки заливався електротехнічний бетон, після затвердіння якого утворювався монолітний каркас, ідеально облягаючий провід обмотки. Бетон нейтральний до електромагнітного поля і тому ідеально підходить в якості матеріалу каркаса реактора, до того ж не потребує жодного технічного обслуговування. Але через недоліки технологічного плану, значних габаритів та маси, а також залежності бетонних реакторів від умов навколишнього середовища (перепадів температури, сонячної радіації тощо) було розроблено альтернативну конструкцію реакторів – без каркаса (сухі реактори) механічна міцність яких забезпечується за рахунок просочування обмотки епоксидною смолою. Ці обмотки отримали назву «самонесучі».

Отже міцність реакторів з монолітною конструкцією обмотки не поступається бетонним реакторам, до того ж при однакових з бетонним реактором розмірах вони можуть забезпечити значно більші номінальний струм та індуктивний опір реактора і відсутність залежності обмежень в експлуатації на відкритому просторі. Виробництво бетонних реакторів на теперішній час припинено, хоча вони ще експлуатуються на багатьох об'єктах на території України. Основним недоліком бетонних реакторів є великі габарити та маса, особливо при побудові реакторів для зовнішньої установки з

високими номінальними струмами та струмами КЗ. Також тут можна відзначити низький рівень автоматизації виробництва.

У збірному реакторі обмотка утримується каркасом зі склопластику, елементи якого з'єднуються латунними болтами, що розміщені у ізоляційних трубках. Такі повітряні реактори використовуються на класи напруг до 35 кВ включно.

Як варіант збірних реакторів є сухі реактори [5, 72, 118], які характеризують новий напрямок в конструюванні струмообмежувальних реакторів, і застосовуються в мережах з номінальною напругою до 220 кВ.

В одному з варіантів конструкції сухого реактора обмотки виконуються у вигляді кабелів (як правило прямокутного багатожильного перерізу для зменшення габаритів і підвищення механічної міцності) з кремнійорганічною ізоляцією, намотаних на діелектричний каркас. Перевагою застосування кремнійорганічної ізоляції є велика термостійкість, стійкість до електродинамічних навантажень, еластичність, герметичність, незмінність діелектричних і механічних властивостей при тривалому часі експлуатації. Вид загальний такого реактору показано на рис. 7.16.



Рисунок 7.16 – Вид загальний сухих реакторів [70, 72, 118]:

- 1 – підйомна провувшина; 2 – прокладки (канали охолодження);
- 3 – попереківі балки (хрестовина); 4 – клема; 5 – підставки (основа).

В іншій конструкції реакторів провід обмотки ізолюється поліамідною плівкою, а потім двома шарами скляних ниток з проклеюванням і просоченням їх кремнійорганічним лаком і

наступним спіканням, що відповідає класу нагрівостійкості Н (до класу нагрівостійкості Н відносяться неорганічні матеріали, у яких в якості сполучної речовини застосовуються кремнійорганічні смоли особливо високої нагрівостійкості, робоча температура до 180 °С); пресування і стягування обмоток бандажами робить їх стійкими до механічних напружень за умови ударних струмів короткого замикання.

Прагнення до зменшення втрат напруги на реакторі в номінальному режимі, а також до спрощення і здешевлення розподільних пристроїв призвело до створення *подвійних або здвоєних реакторів*.

Здвоєні реактори – це струмообмежувальні реактори, що складаються з двох котушок, включених назустріч одна до одної. Такі реактори мають малий реактивний опір при нормальній роботі і високий – при виникненні короткого замикання

Здвоєні реактори конструктивно схожі на звичайні реактори, але від середньої точки обмотки вони мають допоміжний вивід. В звичайних реакторах кожна лінія, що відходить, має свій реактор, розрахований на номінальний струм лінії. Кожна трифазна група реакторів розміщується в спеціальній комірці розподільного пристрою. В здвоєних реакторах реактори сусідніх ланцюгів наближені одне до одного таким чином, що між ними існує сильний магнітний зв'язок. Поєднання в одному реакторі двох зменшує габарити апарату, здешевлює і спрощує розподільний пристрій.

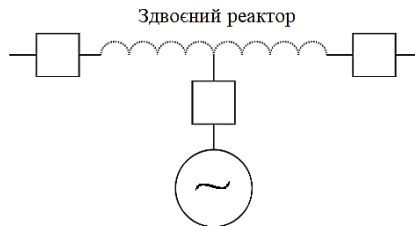


Рисунок 7.17 – Схема здвоєного реактора

В номінальному режимі магнітні поля реакторів мають зустрічне спрямування і створюють дію розмагнічування одне на одного. В результаті індуктивний опір гілки ланцюга зменшується. Відповідно

зменшується і падіння напруги на реакторі, а чим більшим є коефіцієнт зв'язку, тим меншим буде падіння напруги в гілці [2, 3, 5, 10]. Для збільшення коефіцієнта зв'язку k реактори повинні бути розташовані якомога ближче один до одного. При короткому замиканні в одній з гілок схеми падіння напруги на реакторі переважно визначається її реактивним опором X_p . Вплив сусідньої гілки, в якій протікає номінальний струм, є малим через те, що дія розмагнічування цієї гілки є незначною. Якщо перша гілка реактора розімкнена, а в другій протікає струм КЗ, то в першій гілці реактора наводиться додаткова ЕРС, що дорівнює $E = I_k \cdot k \cdot X_p$. В результаті напруга на ній зростає і може досягати подвійного значення. При одночасному КЗ в обох гілках, що відходять від реактора, між ними виникають великі електродинамічні сили. Це відбувається через те, що, по-перше, реактори близько розташовані один до одного і, по-друге, зростає струм КЗ через зменшення реактивного опору деталей. Для обмеження перенапруг і електродинамічних сил коефіцієнт зв'язку береться в межах від 0,3 до 0,5.

Перевагою здвоєних реакторів є те, що залежно від схеми вмикання та напрямку струмів в обмотках, індуктивний опір його може збільшуватися або зменшуватися. Цю властивість здвоєного реактора, зазвичай, використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі та обмеження струму короткого замикання. Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливості для встановлювання індивідуальних та групових реакторів великого опору. Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів короткого замикання, розробляють безінерційні струмообмежувальні пристрої (БСП).

Секційні реактори обмежують струм КЗ в зоні збірних шин, приєднань генераторів та трансформаторів, тому їх опори повинні бути достатніми для обмеження струму КЗ до значень, які потрібні для встановлення та нормальної роботи вимикачів.

За умовами роботи секційні та лінійні реактори мають суттєву різницю [2, 3, 5, 10]. В нормальному режимі перетікання потужності через секційний реактор є незначним, а при симетричній схемі воно приблизно дорівнює нулю. Тому значення реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежувальної дії може бути завеликим. Номінальний струм секційного реактора

$I_{p.ном}$ вибирається відповідно до режиму відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає надлишкова (або недостатня) потужність секції, виходячи з умови:

$$I_{p.ном} \geq (0,6...0,8) \cdot I_{Г.ном}$$

де $I_{Г.ном}$ – сумарний струм генераторів, приєднаних до секції.

Індуктивний опір секційного генератора як правило вибирають рівним від 0,2 Ом до 0,35 Ом.

Реактори для заземлення нейтралі (заземлюючі компенсаційні реактори) – це струмообмежувальні однофазні реактори, які призначені для включення між нейтраллю та землею з метою обмеження струму при короткому замиканні мережі на землю. Якщо електрична мережа є симетричною, то в нормальному режимі результуючий струм, що протікає через реактор, буде дорівнювати нулю, і це не викликає додаткових витрат.

Підключення заземлення до нейтральних точок струмопровідних провідників, таких як до нейтральної точки кола, трансформатора, обертових механізмів або системи, може призвести до надмірного струму для автоматичного вимикача та надлишкових сил у генераторі під час одиничного короткого замикання землі. Наявність реактора заземлення нейтралі збільшує опір у нейтральній точці та обмежує струм короткого замикання.

7.2.2 Конструкції масляних струмообмежувальних реакторів

Оливні реактори складають другу конструктивну групу реакторів, які використовуються на напруги вищою за 35 кВ для зовнішньої установки. Конструкція показана на рис. 7.18. Реактор складається з введів із прохідними ізоляторами (1), бака з трансформаторною оливою (2), в якому розміщена обмотка (3). Потоки розсіювання Φ_0 замикаються у внутрішньому об'ємі баку і по стінках, що призводить до їх нагрівання через наведення вихрових струмів. Для зниження потоку на стінках у баку встановлені електромагнітні екрани (4) торцевий та осьовий, що виконані з міді або алюмінію на кшталт короткозамкнених витків.

На класи напруги 110 кВ та вище використовують тороїдальні оливні реактори. В цих конструкціях магнітний потік замикається по тороїдальному осерддю і не попадає на бак реактора, що зменшує втрати потужності в реакторі.

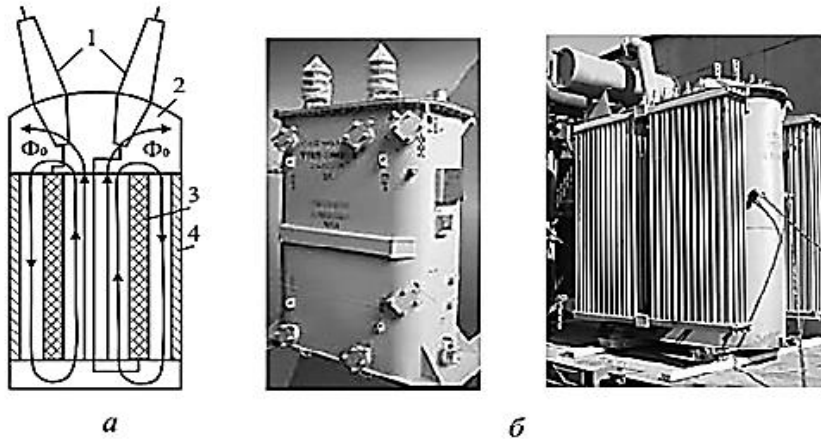


Рисунок 7.18 – Конструкція та вид масляних реакторів:

a – елементи конструкції; *б* – зовнішній вигляд.

Головними недоліками таких конструкцій є те, що в режимі короткого замикання виникає насичення осердя, що призводить до зменшення срумообмежувального ефекту, а також підвищена металоемність та ускладнена технологія виготовлення. Як варіант тороїдальних реакторів є броньові реактори [67]. Особливість конструкції броньового реактора полягає в тому, що магнітні поля, індуковані в обмотках, замикаються через бічні шунти і торцеві ярма, через що значно зменшуються потоки розсіювання, і, відповідно, дозволяють розташувати реактор в камері малих розмірів, куди звичайний реактор не можна розмістити.

Перевагами масляних реакторів є порівняно малі маса і габарити, що досягається скороченням відстаней між обмотками та елементами корпусу за рахунок високих ізоляційних показників оливи, а також стійкість до перевантажень, що забезпечується інтенсивним охолодженням обмоток за рахунок конвекції в маслі. Однак наявність оливи робить реактори пожежонебезпечними, виключає їх

розміщення в закритих РП та обумовлює підвищені витрати на їх утримання

7.2.3 Інші види реакторів

Пускові реактори підключаються до електродвигунів для зниження перехідного струму при пуску двигуна. Після завершення пуску реактор зазвичай шунтується задля зменшення втрат при подальшій роботі. Реактор може бути обладнаний захистом від короткого замикання [5, 67, 70, 72, 118].

Стартовий струм двигуна змінного струму може становити 3...7 разів від значення номінального. У цьому випадку для запуску двигуна потрібна величезна енергія, достатня для подолання інерції, якою володіє система в стані спокою. Високий струм у мережі в цей момент може викликати такі проблеми як перепад і стрибок напруги, а в деяких випадках навіть відключення. У разі послідовного з'єднання реактора з двигуном під час запуску стартовий струм обмежений пропорційно напрузі. Перевага цього методу полягає у низьких витратах у порівнянні з іншими методами.

Регульовальні реактори – включаються послідовно лінії електропередачі на номінальна напруга до 800 кВ. Ці реактори змінюють реактивні складові повного опору лінії електропередавання, що дозволяє оптимально перерозподіляти потоки потужності. Реактори змінюють реактивні компоненти повного опору лінії, що дозволяє регулювати потоки потужності та забезпечувати максимальний рівень її передачі. Дані реактори включаються послідовно до лінії електропередавання з класом напруги до 800 кВ (рис. 7.19).

Згладжувальні реактори – це реактори, що призначені для зниження пульсацій струму в колах постійного струму.

Вони застосовуються на лініях постійного струму напругою до 500 кВ в системах керування, наприклад, для регулювання швидкості обертання двигунів та системах безперервного енергопостачання. Вони також застосовуються на лініях електропередавання постійного струму напругою до 500 кВ за умови реактивної потужності до 500 МВАр.



Рисунок 7.19 – Регулювальні реактори послідовного включення [118]:

a – на напругу 115 кВ; *б* – для змінення повного опору лінії на напругу 138 кВ.

Випробувальні лабораторні реактори застосовуються у високовольтних випробувальних лабораторіях, коли необхідне різноманіття реакторів з відводами, які дозволяють регулювати значення індуктивності, а також гнучкими клемниками, які дозволяють підключати реактор паралельно або послідовно згідно з потребами випробувань. Зазвичай номінальний струм має незначне значення, а основний рівень ізоляції або короточасний струм – незначний. Вони використовуються як струмообмежувальні реактори при комплексних випробуваннях вимикачів, якості індуктивних накопичувачів енергії, при моделювання ліній електропередачі тощо [118].

Реактори демпфування підключаються послідовно з конденсаторними батареями задля обмеження комутаційних струмів при включенні-виключенні конденсаторної батареї або ступенів регулювання потужності батареї. Вони проєктуються для забезпечення заданого імпедансу та мають витримувати вплив номінального струму і струму пошкодження у випадку короткого замикання [118].

Реактори керування поточкорозподіленням підключаються послідовно до високовольтних ліній енергосистем (зазвичай ЛЕП є паралельними) задля оптимізації розподілення передаваної потужності між паралельними лініями або перерізами завдяки зміні імпедансу ліній електропередавання. Призначенням є зміна імпедансу лінії для керування поточкорозподіленням та забезпечення максимальної пропускної здатності, а також зменшення загальних втрат активної потужності [118].

7.3 Вибір реакторів

Відповідно до умов вибору реакторів є наступні параметри [2, 5, 46, 47, 89, 116]:

- за номінальною напругою: $U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном.мережі}}$;
- за номінальним струмом: $I_{\text{ном.ап}} \geq I_{\text{ном.мережі}}$, або найбільшому робочому струму $I_{\text{ном.ап}} \geq I_{\text{роб.макс.мережі}}$;
- по електродинамічній стійкості: $I_{\text{ЕРС}} \geq i_{\text{КЗ.уд}}$;
- по термічній стійкості: $I_{\text{ТС}}$ (приведене до $t_{\text{СР.З}}$) $\geq I_{\text{КЗ.ПЕР}}(t_{\text{СР.З}})$;
- за необхідним індуктивним опором: $x_{\text{р}}$ визначається за умови необхідного обмеження струмів КЗ і допустимої втрати напруги в реакторі в нормальному режимі.

Реактор слід обирати:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (7.3.1)$$

де $U_{\text{уст}}$ – це напруга установки;

- по номінальному струму

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (7.3.2)$$

- по індуктивному опорю.

За місцем включення у схемі розрізняють лінійні та секційні реактори.

Як лінійний реактор можна використовувати простий (одинарний або груповий) або здвоєний реактор. Номінальний струм

реактора повинен бути менше максимального тривалого струму навантаження кола, в якому він увімкнений. Для простого одинарного реактора при резервованій схемі живлення споживачів обтяжений режим виникає при відключенні резервного кола. Номінальний струм плеча здвоєного реактора визначається з умови, що частина приєднаних до плеча реактора ліній працюють у максимальному режимі.

Для секційного реактора номінальний струм підбирається за режимом найбільшого перетікання потужності між секціями (наприклад, відключення генератора або трансформатора зв'язку). Індуктивний опір секційного реактора приймають $x_p = 8...12\%$.

Індуктивний опір лінійного реактора визначають, виходячи з умов обмеження струму короткого замикання заданого рівня. У більшості випадків допустиме значення струму короткого замикання при пошкодженні за реактором визначається за комутаційною здатністю відмикальних апаратів (вимикачів, запобіжників), що плануються до встановлення або вже встановлених у цій точці мережі.

Порядок визначення опору *лінійного реактора* наступний.

Якщо відомо початкове значення періодичного струму короткого замикання $I_{п.0}$, то потрібно обмежити $I_{п.0}$ до значення $I_{п.0}^{потр}$, щоб можна було в даному колі встановити вимикач з номінальним струмом відключення $I_{відм.ном}$ (діюче значення періодичної складової струму відключення). Приймають $I_{п.0}^{потр} = I_{відм.ном}$. Результуючий опір кола короткого замикання до установки реактора визначається за формулою

$$x_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}}. \quad (7.3.3)$$

Необхідний опір кола короткого замикання для забезпечення $I_{п.0}^{потр}$ визначається як

$$x_{п.0}^{потр} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}^{потр}}. \quad (7.3.4)$$

Необхідний опір реактора розраховується як

$$x_p^{\text{потр}} = x_{\text{рез}}^{\text{потр}} - x_{\text{рез}}. \quad (7.3.5)$$

За каталожними і довідковими матеріалами [47, 59, 60, 61, 62, 67, 72, 79, 81, 82, 85, 88, 90, 95, 105, 106, 108, 109, 111, 123] вибирається тип реактора з найближчим великим індуктивним опором. Обчислюється значення результуючого опору кола короткого замикання з урахуванням реактора:

$$x_p' = x_{\text{рез}} - x_p, \quad (7.3.6)$$

а потім визначається початкове значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I_{п.0} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{рез}}'}. \quad (7.3.7)$$

Аналогічно вибирається опір групових і здвоєних реакторів. У такому випадку визначається опір гілки здвоєного реактора:

$$x_p = x_r. \quad (7.3.8)$$

Вибраний реактор перевіряється на електродинамічну стійкість за умовою

$$i_{\text{дин}} \geq i_y^{(3)}, \quad (7.3.9)$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм при трифазному лагідному замиканні за реактором;

$i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості реактора (за каталогом).

Термічна стійкість реактора характеризується струмом термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ та часом термічної стійкості $t_{\text{тер}}$ (за каталогом). Умова перевірки термічної стійкості є наступною:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (7.3.10)$$

де $B_{\text{к}}$ – розрахунковий тепловий імпульс при короткому замиканні за реактором:

В деяких випадках потрібно визначити рівень залишкової напруги на шинах при короткому замиканні за реактором:

$$U_{\text{зал}} \% = x_{\text{р}} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п.0}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (7.3.11)$$

За умовами роботи споживачів $U_{\text{ост}}$ має бути не менше 65...70%. Вибраний реактор перевіряють за втратою напруги в робочому режимі:

– для одиночного реактора

$$\Delta U_{\text{зал}} \% = x_{\text{р}} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \quad (7.3.12)$$

– для подвійного реактора

$$\Delta U_{\text{зал}} = x_{\text{р}} \cdot (1 - K_{\text{зв}}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \quad (7.3.13)$$

де $K_{\text{зв}}$ – коефіцієнт зв'язку визначається за каталогом на реактор.

Допустима втрата напруги в реакторі не має перевищувати 1,5...2%.

7.4 Запитання для самоконтролю

7.4.1 Що таке реактивна потужність?

7.4.2 Яким чином пов'язані між собою реактивна потужність та напруга?

7.4.3 Як впливає на рівень напруги в мережі шунтувальні реактори, конденсаторні батареї?

7.4.4 Яким чином в процесі регулювання реактивної потужності та напруги можуть брати участь силові трансформатори (автотрансформатори)?

7.4.5 Назвіть джерела реактивної потужності у мережі електропостачання енергоємних виробництв.

7.4.6 Яке значення втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах електроенергетичної системи?

7.4.7 Дайте характеристику різних видів пристроїв, що компенсують реактивну потужність?

7.4.8 Поясніть призначення шунтувальних реакторів.

7.4.9 Що собою характеризує коефіцієнт потужності $\cos \varphi$?

7.4.10 Як можна компенсувати вищі гармоніки в мережі живлення енергоємного виробництва?

7.4.11 Структура та призначення заземлюючого реактору в мережі електропостачання?

7.4.12 Врахування яких чинників дає можливість зробити висновок о необхідності споживання або генерування реактивної потужності в мережі?

7.4.13 Приведіть схему для плавного регулювання реактивної потужності та поясніть її структуру.

7.4.14 Для чого застосовуються тиристорні регулятори змінної напруги у техніці електроприводу?

7.4.15 Яким методом здійснюється регулювання величини напруги на виході регулятора?

7.4.16 Скільки тиристорів містить схема реверсивного регулятора змінної напруги живлення асинхронного двигуна?

7.4.17 Як проводиться тиристорне регулювання напруги між відпаюванням силового трансформатора?

7.4.18 Що таке активний силовий фільтр (АСФ) змінного струму? Навіщо застосовуються АСФ у системах електропостачання?

7.4.19 Поясніть принципи формування паралельного фільтра змінного струму.

7.4.20 Наведіть приклад схеми паралельного АСФ та поясніть, як такий фільтр працює.

7.4.21 Наведіть приклад схеми послідовного АСФ та поясніть, як такий фільтр працює.

7.4.22 Наведіть приклад схеми послідовно-паралельного включення послідовного та паралельного АСФ, поясніть її призначення та принципи функціонування.

7.4.23 Які основні засади побудови статичних компенсаторів реактивної потужності?

7.4.24 Як працює тиристорний комутатор секції конденсаторної батареї пристрою компенсації реактивної потужності?

7.4.25 Як здійснюється оперативне включення БК тиристорним комутатором?

7.4.26 Як працює і для чого використовується регульований реактор з тиристорним керуванням?

7.4.27 У якому порядку функціонує комбіноване пристрій компенсації реактивної потужності?

7.4.28 Наведіть приклад схеми П КРМ із Ш ІМ та поясніть, як вона забезпечує компенсацію реактивної потужності.

7.4.29 Як використовуються багаторівневі схеми інверторів для компенсації реактивної потужності?

7.3.30 Які умови забезпечує струмообмежувальний реактор в системі електропостачання?

7.3.31 Які конструктивні різновиди має струмообмежувальний реактор?

7.3.32 Структура та конструктивні особливості бетонного реактора?

7.3.33 Які недоліки викликає використання реакторів в номінальному режимі роботи мережі? Як їх зменшити?

7.3.34 Яке призначення екрану у оливонаповненому реакторі?

8 АПАРАТИ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГИ

Лінійна ізоляція ЛЕП, підстанцій та окремих електричних апаратів в процесі експлуатації піддається негативним діям перенапруги, які в свою чергу поділяються на комутаційні перенапруги та перенапруги атмосферного походження, що створюють найбільшу небезпеку для мереж електропостачання. Для захисту від перенапруги використовують спеціальні захисні пристрої, які вмикаються паралельно з ізоляційними конструкціями міжфазним проводом і землею. В якості таких захисних пристроїв в сучасних системах електропостачання найпоширеніше використання отримали розрядники та обмежувачі перенапруги [2, 5, 32, 40, 46, 47, 68, 69].



Рисунок 8.1 – Стилізований графік миттєвих значень напруги [47, 69]

8.1 Розрядники

Незважаючи на те, що лінії електропередавання захищені тросами, а території підстанцій – стрижневими громовідводами, часом на проводах ліній виникають імпульсні електромагнітні хвилі, викликані проривами блискавки через тросовий захист, зворотним пробоем (перекриттям) з опори на провід при попаданні блискавки в опору і індукованими перенапругами при ударі блискавки в землю поблизу ЛЕП. Рухаючись уздовж ЛЕП, електромагнітні хвилі набігають на підстанцію і впливають на ізоляцію встановленого там обладнання. Рівень ізоляції обладнання підстанцій нижче рівня

лінійної ізоляції, тому можливий пробій. Пробій внутрішньої ізоляції електрообладнання веде до виводу його з ладу, на відміну від зовнішньої ізоляції, яка є непробивною, так як перекриття по поверхні ізоляції відбувається при менших напругах, ніж внутрішній пробій цієї ізоляції.

Головне призначення розрядників – це захист ізоляційних конструкцій від грозових та комутаційних перенапруг ізоляції ліній електропередавання, та разом з іншими захисними засобами, для захисту ізоляції електрообладнання (окрім обертових машин) станцій та підстанцій змінного струму частотою 50 Гц. [2, 5, 40, 46, 47]. Принцип захисту заснований на тому, що паралельно об'єкту, що захищається, включається розрядник (рис. 8.1, а). Головна вимога при обранні розрядника така, щоб вольт-секундна характеристика розрядника повинна бути розташована нижче, ніж вольт-секундна характеристика об'єкту, що захищається, як показано на рис. 8.1, б.

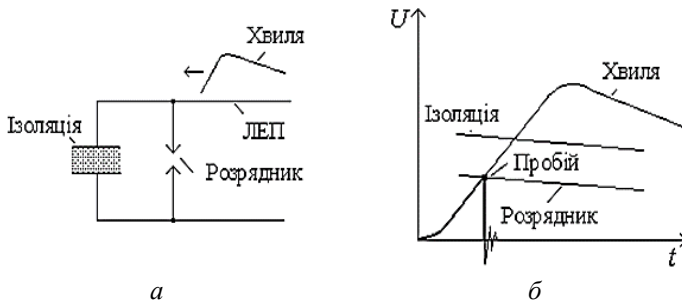


Рисунок 8.1 – Схема включення розрядника (а) і принцип захисту об'єкта розрядником (б)

За конструкцією розрізняють два типи розрядників – це трубчасті та вентильні розрядники.

8.1.1 Трубчасті розрядники

Конструктивно трубчастий розрядник (ТР) – це корпус у вигляді ізоляційної трубки з газогенеруючого матеріалу, яку розміщено у порцеляновому корпусі для захисту від негативних чинників

оточуючого середовища [2, 5, 40, 46, 47]. Рухомий електрод має різьбову частину для регулювання величини проміжку дугогасіння S_1 і відповідно напруги спрацьовування. Зовнішній іскровий проміжок S_2 попереджає руйнування газогенеруючого матеріалу під впливом струму витoku внаслідок дії номінальної напруги. Принцип дії розрядника оснований на тому, що при виникненні імпульсу перенапруги пробиваються повітряні проміжки S_1 і S_2 , а імпульсний струм при цьому відводиться у землю. Супровідний струм підтримує горіння дуги та створює позадвожнє дуття, під впливом якого дуга охолоджується та згасає.

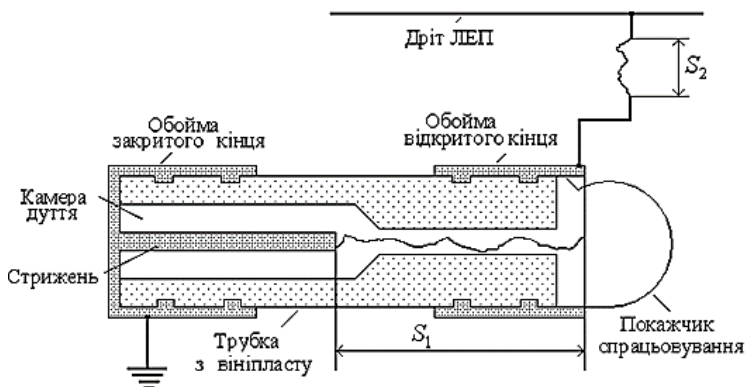


Рисунок 8.2 – Трубчастий розрядник:

S_1 – внутрішній іскровий проміжок; S_2 – зовнішній іскровий проміжок.

За конструктивним виконанням розрізняють два різновиди трубчастих розрядників:

- тип РТФ (розрядник, трубчастий, з фібро-бакелітовою трубкою) з буферною камерою, які використовуються на класи напруги від 3 кВ до 110 кВ і струми вимикання до 10 кА;

- тип РТВ (розрядник, трубчастий, з вініпластовою трубкою), використовується на класи напруги (3...35) кВ. Головні переваги РТВ – це простота конструкції, висока надійність та підвищена механічна та електрична міцність через те, що вони мають більший (верхній) допустимий рівень робочого струму.

Особливістю встановлення трубчастих розрядників є забезпечення зони вихлопу, яка є вільною від інших конструкцій і електричних апаратів. Наприклад, на клас напруги 35 кВ зона вихлопу має наступні розміри: довжина до 3 м, ширина до 1,5 м. Час гасіння дуги при спрацьовуванні знаходиться у межах від 20 мс до 40 мс. Головними недоліками трубчастих розрядників є:

- непостійність характеристик внаслідок дії негативних чинників оточуючого середовища (вологість, пил тощо);
- наявність зони вихлопу, що підвищує габарити підстанції;
- крута вольт-секундна характеристика, що незручно для захисту ізоляції підстанції, яка має більш пологої характеристики.

8.1.2 Вентильні розрядники

Вентильні розрядники (ВР) мають один або декілька послідовно увімкнутих іскрових проміжків, які з'єднуються послідовно з робочим резистором з нелінійною вольт-амперною характеристикою (варистором). Вид загальний та структуру вентильного розрядника показано на рис. 8.3, а.

В якості матеріалів для виготовлення варисторів використовують суміші на основі карбіду кремнію та оксиду цинку. Для рівномірного розподілу напруги уздовж проміжків використовуються шунтувальні конденсатори, які підключаються паралельно іскровим проміжкам [2, 5, 40, 46, 47]. Принцип дії вентильного розрядника такий. При пробіі під дією імпульсу перенапруги по іскровим проміжкам і варистору тече імпульсний, а потім супровідний струм. Напруга, що діє на ізоляцію, обмежується падінням напруги на варисторі. Головні параметри розрядника та процес його спрацьовування показано на рис. 8.3, б.

Головними параметрами розрядника є наступні:

- робоча напруга U_p – напруга, за якою виникає пробій іскрових проміжків під дією імпульсу перенапруги;
- імпульсний струм I_i – амплітудне значення імпульсу струму, що виникає при пробіі іскрових проміжків;
- напруга, що залишається U_z – амплітудне значення напруги у момент протікання імпульсного струму;

– напруга гасіння U_2 – найбільш можлива напруга на розряднику, при якій він надійно гасить дугу. Для мережі з ізолюваною нейтраллю її значення складає $1,1 \cdot U_n$, а для мережі з ізолюваною нейтраллю – $0,8 \cdot U_n$;

– захисний коефіцієнт при імпульсному струмі із заданою амплітудою та довжиною фронту імпульсу K_3 . Для вентиляльних розрядників його величина коливається у межах (1,6...2,8).

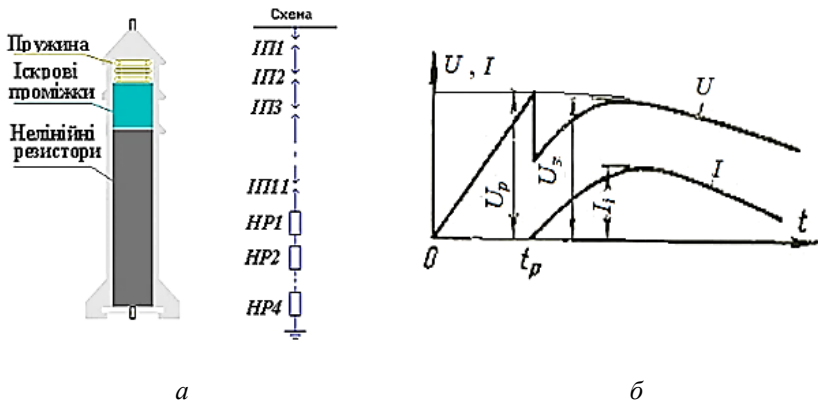


Рисунок 8.3 – Вид загальний, структура вентиляного розрядника та головні параметри та процес спрацьовування розрядника [2]

$III1 \dots III3$ – іскрові проміжки; $HP1 \dots HP4$ – нелінійні резистори.

Конструктивно варистори виготовляються у формі дисків зі стандартними розмірами та опором. Діаметр дисків досягає 130 мм, а висота коливається у межах від 10 мм до 60 мм. Контактна плоскість дисків металізується алюмінієм для зменшення перехідного опору. Бокова поверхня ізолювана для усунення можливості перекриття по її поверхні. Пропускна спроможність розрядника характеризується максимальним значенням імпульсу струму тривалістю 20...40 мкс і струмом прямокутної форми тривалістю 2 мс. Цей режим РВ повинен витримати не менш 20 разів.

Розрізняють дві групи іскрових проміжків розрядників, а саме: з нерухомою дугою та з обертовою дугою і магнітним дуттям під

впливом особистого або допоміжного магнітного поля. Проміжок з нерухомою дугою показано на рисунку 8.4.

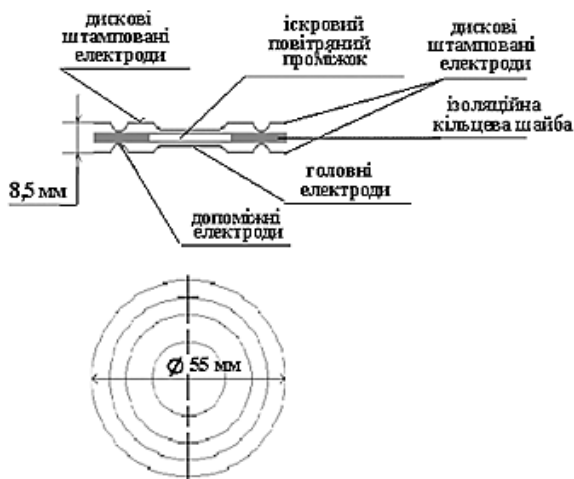


Рисунок 8.4 – Одиначний іскровий проміжок з нерухомою дугою [2, 5, 40, 46, 47]

Особливості конструкції проміжку з нерухомою дугою:

- дисківі штамповані електроди виготовляються з латуні, перевагами якої є висока корозійна стійкість та висока швидкість встановлення електричної міцності іскрового проміжку;
- ізоляційна кільцева шайба товщиною 0,5...0,6 мм виготовляється з електрокартону, міканіту або мікалексу;
- струм вимикання одного проміжку складає порядку (80...90) А, час вимикання від 20 мс до 40 мс, робоча напруга коливається у межах (2,8...3,2) кВ. Конструкцію проміжку з обертовою дугою показано на рис. 8.5.

Проміжок з дугою, що розтягується показано на рис. 8.6. Особливостями цієї конструкції розрядника та процесу спрацьовування є наступне:

- використовується двополярний ПД вузько-щілинного типу, в якому дуга в залежності від напрямку струму згасає або у лівій, або у правій частині ПД;

- для підвищення здатності вимикання використовується багатократний іскровий проміжок, який складається з (4...11) послідовно з'єднаних одиничних проміжків и має назву комплект проміжків;
- для вирівнювання розподілу напруги між окремими проміжками використовують шунтувальні конденсатори;
- для виключення каскадного пробоя комплекту проміжків використовують шунтувальні резистори.

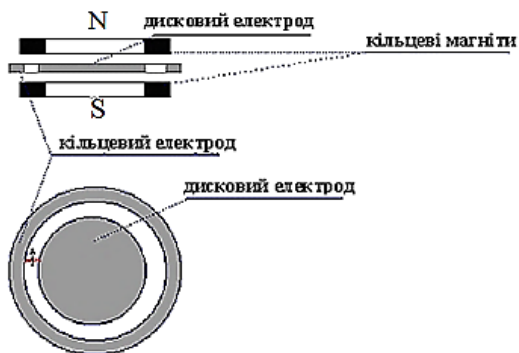


Рисунок 8.5 – Одиничний іскровий проміжок з обертовою дугою [2, 5, 40, 46, 47]

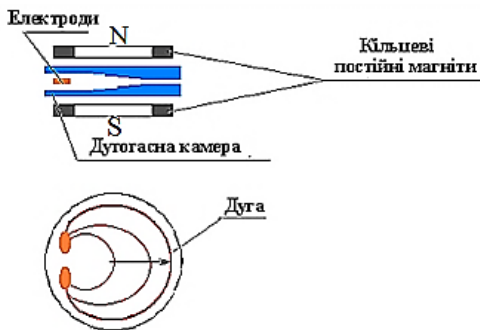


Рисунок 8.6 – Конструкція іскрового проміжку з дугою, що розтягується [2, 5, 40, 46, 47]

8.1.3 Конструкції розрядників

В системах електропостачання в експлуатації знаходиться велика кількість типів розрядників, які суттєво відрізняються за своїми параметрами та конструктивними особливостями [2, 47, 81], наприклад:

- РВП – розрядник вентильний підстанційний, який використовується на класи напруг від 3 кВ до 10 кВ;
- РВМ – розрядник вентильний станційний, який використовується на класи напруг від 15 кВ до 35 кВ;
- РВТ – розрядник вентильний струмообмежувальний, який використовується на класи напруг від 3 кВ 500 кВ і має вузько щілинну камеру, тощо.

Всі вентильні розрядники згідно з ГОСТ 16357-83 розділені на чотири групи, тобто:

- I. РВТ, РВРД
- II. РВМ, РВМГ, РВМК
- III. РВС
- IV. РВП, РВО

У розрядників, що позначені над ризикою, використовується матеріал тервіт, і вони можуть обмежувати як грозові, так і внутрішні перенапруги. У розрядників – під ризикою використовується віліт, і вони можуть обмежувати тільки грозові перенапруги [81, 96].

Літери розшифровуються таким чином: РВТ – розрядник вентильний струмообмежувальний; РД – з дугою, що розтягується; М – магнітний, Г – грозовий, К – комбінований; С – станційний; П – підстанційний, О – полегшений.

Для маркування різних конструкцій розрядників використовують такі позначки: Р, В, О, П, С, М, Г, К, РД, Т, кожна з цих літер в свою чергу означає: Р – розрядник; В – вентильний; О – полегшений; П – підстанційний; С – станційний; а також М – магнітний, які використовуються для захисту електричних машин; Г – грозовий, які використовуються на класи напруги від 110 кВ до 750 кВ; К – комбінований, які використовуються на класи напруги вище за 1150 кВ для захисту від грозових та комутаційних перенапруг; Т –

струмообмежувальний; РД – з дугою, що розтягується тощо [2, 5, 40, 46, 47, 81].

Кращими захисними властивостями володіють розрядники I групи, а гіршими – IV групи (розрядники РВП зняті з виробництва).

Структуру розрядника типу РВС – 220, що складається з декількох секцій (1С – 4С) наведено на рис. 8.7, а. Структуру однієї секції показано на рис. 8.7, б, яка складається з порцелянового корпусу 7, всередині якого знаходяться вілітові диски 4 варисторів і комплекти іскрових проміжків 1, що складаються з декількох одиничних іскрових проміжків 5. Кожний комплект укладений в порцеляновий циліндр 3. Всі іскрові проміжки і вілітові диски стиснуті спіральною пружиною 8. Порцеляновий кожух закритий з торцевих сторін кришками, під якими прокладена ущільнююча гума 9, армований фланцями 10, які служать для кріплення розрядника до опорної конструкції, а також для приєднання до шин або дротів. Комплекти іскрових проміжків шунтуються підковоподібними резисторами 11, призначеними для рівномірного розподілу напруги між ними.

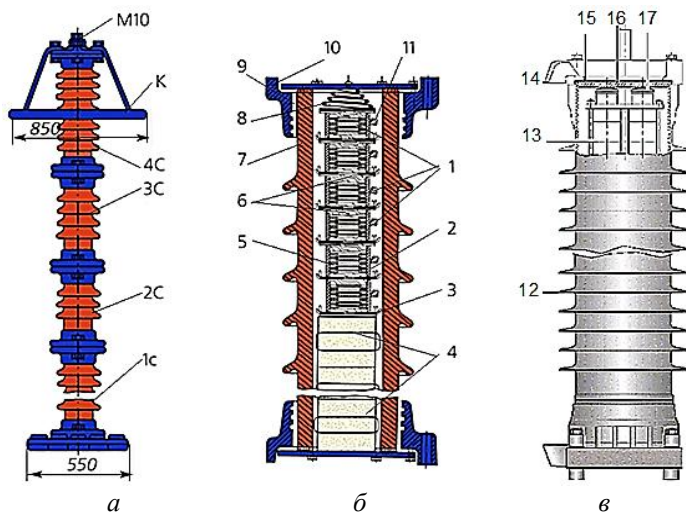


Рисунок 8.7 – Вид загальний та структура секції розрядників типу РВС-110 ... 220 кВ з використанням багатострижневого металооксидного резистора [2]

До особливостей конструкції розрядників можна віднести такі [2, 5, 40, 46, 47]:

- ізоляційна покривка 7 може виготовлятися як з порцеляни, так і зі скло-епоксидних компаундів з покриттям кремнійорганічними гумами;

- порцелянова покривка на класи напруги до 35 кВ має конічну форму, а на більші напруги – циліндричну форму;

- комплект варисторів може складатися у вигляді однієї колонки, або декількох паралельних колонок з дисків варисторів відповідних параметрів, як це показано на рис. 8.7, в, де позначено: 12 – ребра з кремнійорганічної гуми; 13 – диски варисторів; 14 – металевий фланець з газовідвідним соплом; 15 – захисна мембрана; 16 – ущільнення; 17 – пружина натискання;

- згідно з призначенням розрізняють такі групи розрядників:

- а) I група – використовується для важких режимів, наприклад, для захисту від грозових та комутаційних перенапруг;

- б) II, III та IV групи – використовують для легких режимів, наприклад, для захисту от грозових перенапруг;

- в) комбіновані – використовують для захисту від грозових та комутаційних перенапруг з великими енергіями;

- регістратор спрацьовування, використовують для діагностування стану розрядника та моніторингу обладнання підстанцій.

8.2 Обмежувачі перенапруги

Обмежувачі перенапруги (ОПН) використовуються для обмеження комутаційних перенапруг до величини $1,8 \cdot U_{\phi}$ та атмосферних перенапруг до $(2,2 \dots 2,4) \cdot U_{\phi}$ [2, 5, 38, 40, 41, 46, 47, 69, 81]. ОПН відрізняються від розрядників відсутністю іскрових проміжків.

Матеріал нелінійних резисторів ОПН складається значною мірою з оксиду (окислу) цинку (ZnO) і оболонки у вигляді гліфталевої емалі, що підвищує пропускну здатність варистора. В процесі виготовлення оксид цинку змішується з оксидами інших металів, наприклад таких компонентів, як CoO , MnO , Bi_2O_3 тощо. Головні переваги оксиду цинку – це велика нелінійність та енергоємність. Варистори на основі

оксиду цинку є системою, що складається з послідовно і паралельно включених р-п переходів. Саме ці р-п переходи визначають нелінійність ВАХ варистора.

Вольт-амперна характеристика обмежувача, що показана на рис. 8.8, складається з 3 ділянок:

- область малих струмів;
- область середніх струмів;
- область великих струмів.

У першій області варистори працюють під робочою напругою, що не перевищує найбільшу допустиму робочу напругу (опір варисторів великий, через них протікає дуже малий струм витоку). Варистор переходить в режим середніх струмів при виникненні перенапруги в мережі. При цьому на межі 1 і 2 областей відбувається перегин ВАХ, опір варисторів істотно зменшується, і через них протікає короткочасний імпульс струму. Варистор поглинає енергію імпульсу і розсіює її в навколишнє середовище у вигляді тепла. Через поглинання енергії імпульс перенапруги різко падає. Третя область для обмежувача є аварійною, опір варисторів в ній знову різко зростає.

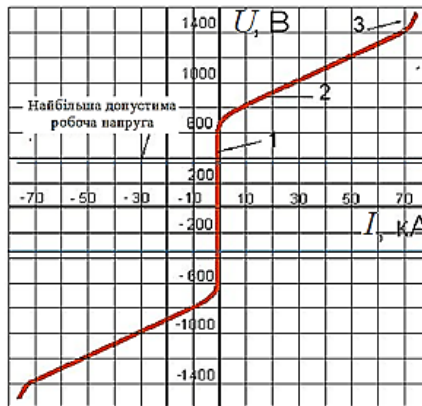


Рисунок 8.8 – Вольт-амперна характеристика ОПН [2]

В ОПН тривалий струм витоку підігріває варистор, що сприяє старінню оксидно-цинкової кераміки і зростанню її провідності.

Головними перевагами ОПН є наступні [2, 5, 40, 46, 47]:

- відсутність іскрових проміжків дозволяє зменшити габаритні розміри конструкції, підвищити надійність та стабільність характеристик ОПН;

- зниження складності конструкції та полегшення процесу налагоджування в процесі експлуатації.

Головною причиною відмови ОПН в процесі експлуатації є тепловий пробій внаслідок старіння активної частини (варисторів).

Позначення, які використовують в ОПН такі:

О
О П Н В – I – 35 – ХЛ 2,
И

де О – обмежувач;

П – перенапруги;

Н – нелінійний;

О – полегшений;

В – для захисту вентилів;

И – з іскровою приставкою;

I – IV – групи виконання ОПН;

35 – клас номінальної напруги;

ХЛ – кліматичне виконання;

2 – категорія розміщення.

Структура ОПН показана на рис. 8.9, де використовують наступні позначення: 1 та 5 – відповідно нижній та верхній фланці; 2 – ізоляційна покривка; 3 – окремі диски та колонки варисторів; 4 – кварцовий пісок; 6 – спеціальна гайка (елемент натискання); 7 – шайба; 8 – запобіжний клапан.

Принцип дії ОПН наступний. При номінальній напрузі U_{ϕ} по комплексу варисторів тече невеликий струм, його густина складає порядку 10 мкА/см^2 . При підвищенні напруги до $2 \cdot U_{\phi}$ струм зростає на 6 порядків. Поглинання енергії з мережі перетворює імпульс перенапруги у теплову енергію, яка виділяється у варисторі і далі віддається в оточуюче середовище.

Особливостями конструкції ОПН є наступне:

- ізоляційна покривка виготовляється з порцеляни або склопластику з покриттям кремнійорганічними гумами;

- колонка варисторів вміщує таку кількість елементів: на клас напруги 110 кВ порядку 38 шт., на клас напруги 750 кВ порядку 100 шт. варисторів;
- газовий канал (на схемі не показано) всередині конструкції використовується для передачі надмірного тиску до захисного мембранного клапану 8 у випадку внутрішнього короткого замикання (зазвичай використовується в ОПН з порцеляновою покривкою);
- теплопровідний прошарок у вигляді кварцового піску покращує тепловідвід від варисторів до оточуючого середовища;
- внутрішній об'єм ОПН заповнено азотом з невеликим надлишковим тиском.

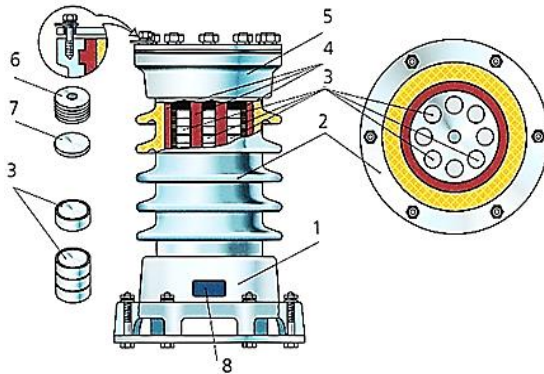


Рисунок 8.9 – Вид загальний та структура ОПН [2]

Варистор розміщується в модульній вставці. Після виходу з ладу цей елемент можна легко замінити. Модульні пристрої виробляються в широкому діапазоні пропускної струмової здатності. Це обумовлено тим, що обмежувачі придатні захищати прилади від стрибків різної потужності.

Загальний вид обмежувача типу ОПНИ-500 У1 показано на рис. 8.10, де позначено 1 та 2 – елементи системи екранування, а схему його вмикання показано на рис. 8.11.

Особливості даної конструкції обмежувача є такими:

- варистор поділено на дві частини, які підключені у зірку;

- при виникненні перенапруг, які завжди є несиметричними, пробиваються іскрові проміжки, а варистори В2 всіх фаз з'єднуються паралельно і обмежують фазні перенапруги;
- варистори В1 з'єднуються послідовно-паралельно і обмежують міжфазні перенапруги;
- при несиметричному короткому замиканні розподіл напруг по іскровим проміжкам не симетричний і пробією одного з них може не виникнути. Для усунення цього використовується ємність С.

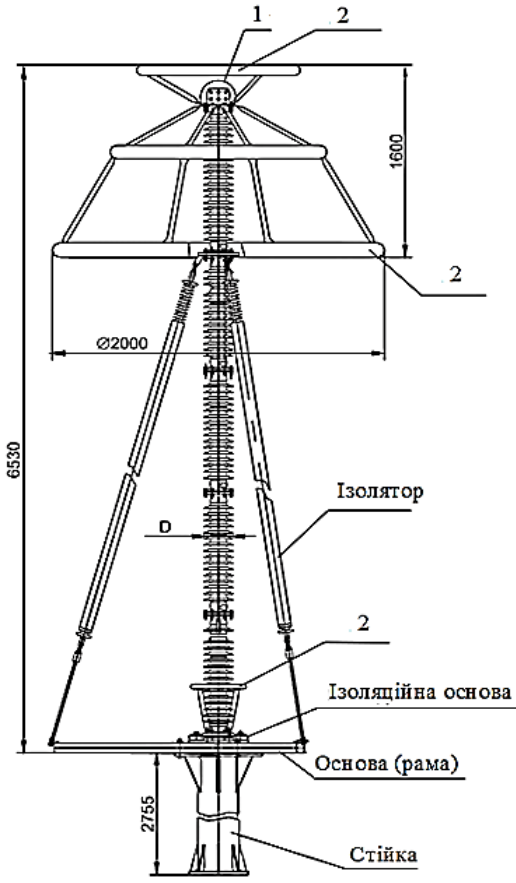


Рисунок 8.10 – Вид загальний обмежувача типу ОПНИ-500 [81, 96]

У сучасних конструкціях ОПН все ширше використовують полімерні корпуси. До особливостей ОПН з полімерними корпусами (покришками) можна віднести такі:

- основа покришки склопластикова труба, яка забезпечує необхідну механічну міцність конструкції;

- ребра виготовляється із силіконової або етилен-пропіленової електротехнічної гуми;

- використання полімерного корпусу дозволяє спростити конструкцію ОПН, результатом чого є зменшення об'єму до 40 % і маси у (3...5) разів;

- головною причиною відмови ОПН в процесі експлуатації є зростання струму витoku за рахунок теплового старіння варисторів. Допустимою величиною густини струму витoku в експлуатації вважається $30 \cdot 10^{-6} \text{ А/см}^2$;

- виникають можливості підвісного встановлення ОПН.

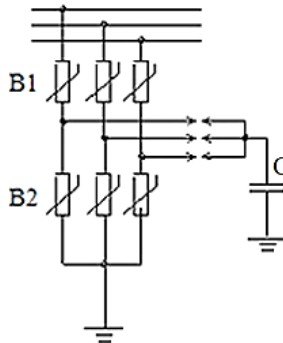


Рисунок 8.11 – Схема вмикання обмежувача ОПНІ-500 [96]

8.3 Вибір розрядників та ОПН

Вибір розрядників та ОПН проводять виходячи з їх призначення, конструктивного виконання (для внутрішньої або зовнішньої установки), необхідного рівня обмеження перенапруг, а також схеми мережі та її параметрів (найбільшої робочої напруги мережі, способу заземлення нейтралі, значення ємнісного струму замикання на землю і ступеня його компенсації, тривалості існування

однофазного або трифазного замикання на землю тощо) [2, 5, 41, 46, 47, 123]. Отже, вибір розрядників для захисту від комутаційних перенапруг проводиться за умовами:

– найбільшої робочої напруги обладнання. Для мереж напругою 3...35 кВ, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю і допускають необмежено тривале існування струму замикання на землю, найбільша тривало допустима робоча напруга вибирається більшою або рівною найбільшій робочій напрузі електрообладнання даного класу напруги, кВ

$$U_{\text{макс.р}} \leq U_{\text{н.доп}},$$

де $U_{\text{макс.р}}$ – максимальна робоча напруга електроустановки.

У мережах 110...500 кВ, що працюють з ефективно заземленою нейтраллю, її значення розраховується як

$$U_{\text{макс.р}} \leq \frac{U_{\text{н.доп}}}{\sqrt{3}};$$

– залишкової напруги, кВ

$$U_{\text{зал}} \leq \sqrt{2} \cdot k_{\text{доп}} \cdot U_{\text{н.доп}},$$

де $k_{\text{доп}}$ – допустима кратність внутрішніх перенапруг для електрообладнання;

– здатності розсіювати енергію, кДж/кВ

$$\frac{W_{\text{пог}}}{U_{\text{н.доп}}} \leq W_{\text{пит}},$$

де $W_{\text{пог}}$ – граничне значення поглинутої електромагнітної енергії навантаження

$$W_{\text{пог}} = 0,5 \cdot L_{\text{нав}} \cdot I_{\text{зр}},$$

де $L_{\text{нав}}$ – індуктивність навантаження, Гн;

$I_{\text{зр}}$ – струм зрізу, А;

– довжини шляху витоків, см

$$l_{\text{роз}} \leq l_{\text{доп}},$$

де $l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина шляху витоків

$$l_{\text{роз}} = l_{\text{шт}} \cdot U_{\text{н.доп}},$$

де $l_{\text{шт}}$ – питома довжина шляху витоків, що визначається в залежності від ступеня забруднення ізоляції ОПН згідно з [2];

– вибухобезпеки, при цьому значення вибухобезпечного струму ОПН $I_{\text{кз}}$ повинне вибиратися на 15...20% більше значення ймовірного струму при КЗ всередині ОПН з урахуванням схеми, місця підключення і режиму роботи нейтралі мережі, кА:

$$(1,15 \dots 1,2) \cdot I_{\text{кз.роз}} \leq I_{\text{кз}},$$

де $I_{\text{кз}}$ – розрахунковий струм КЗ у місці установки обмежувача.

Якщо вибір розрядника проводиться для захисту електрообладнання від грозових перенапруг, то він повинен задовольняти умові номінального розрядного струму:

$$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{роз.ном}},$$

де $I_{\text{роз.ном}}$ – номінальний розрядний струм ОПН;

$I_{\text{р.мах}}$ – найбільший розрахунковий струм мережі.

При цьому номінальний розрядний струм повинен бути не менше 5 кА, а в перерахованих нижче випадках 10 кА і більше:

– у районах з інтенсивною грозовою діяльністю (більше 50 грозових годин на рік);

– у районах з високим ступенем промислових забруднень (IV ступінь забруднення атмосфери);

– у схемах грозозахисту, до яких пред'являються підвищені вимоги до надійності

За каталожними і довідковими матеріалами [38, 47, 61, 79, 81] вибирається тип розрядників та ОПН.

8.4 Запитання для самоконтроля

8.4.1 У чому полягає принципова відмінність нелінійних обмежувачів перенапруги і розрядників?

8.4.2 З якого матеріалу виконуються нелінійні резистори (варистори), що використовуються в ОПН?

8.4.3 Які характерні ділянки можна виділити на ВАХ варистора?

8.4.4 У яких випадках активну частину ОПН доводиться виконувати з декількох паралельно включених колонок варисторів?

8.4.5 За який проміжок часу варистор при спрацьовуванні ОПН переходить із «непровідного» у «провідний» стан?

8.4.6 Що розуміють під питомою енергоємністю обмежувача перенапруги?

8.4.7 Охарактеризуйте процес спрацьовування трубчастого розрядника?

8.4.8 У чому конструктивна відмінність магніто-вентильного розрядника від вентильного?

8.4.8 Які види гасіння дуги використовують у розрядниках?

8.4.9 Сформулюйте головні переваги ОПН.

8.4.10 Яке газове середовище всередині ОПН і чому?

8.4.11 Які характерні причини відмов ОПН у процесі експлуатації?

8.4.12 Які засоби гасіння дуги використовують у конструкціях розрядників?

8.4.13 Яким чином у конструкції трубчастого розрядника здійснюється захист газогенеруючого корпусу від негативного впливу номінальної напруги та зовнішніх чинників?

9 ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ

9.1 Загальні відомості

Вимикач – комутаційний апарат, призначений для вмикання та вимикання всіх видів струмів електричних кіл напругою вище 1 кВ як при нормальних режимах експлуатації (номінального струму та струму холостого ходу), так і в аварійних режимах (струми короткого замикання).

Найбільш важкою і відповідальною операцією є вимикання струму короткого замикання. У зв'язку з цим до вимикачів є ряд вимог:

- безвідмовність вимикання струмів перевантаження і короткого замикання;

- можливість багаторазового вмикання і вимикання без пошкоджень окремих вузлів і деталей;

- здатність довгостроково витримувати комутаційні та робочі перенапруги;

- витримувати короточасні перенапруги без пошкодження ізоляції;

- пропускати тривалий робочий струм без небезпечного нагрівання струмоведучих частин; здатність витримувати значні механічні навантаження, що виникають у нормальних режимах роботи;

- здатність до автоматичного повторного вмикання відразу після вимикання;

- зручність обслуговування при проведенні профілактичних робіт і т.і.

Процес вимикання ланцюга струму високовольтним вимикачем і гасіння дуги складаються з трьох етапів, що послідовно без пауз змінюють один одного: розмикання контактів і виникнення дуги; гасіння дуги; відновлення електричної міцності дугового проміжку, що перешкоджає повторному загоранню дуги.

Головні параметри вимикачів високої напруги, які притаманні усім типам вимикачів і визначають умови їх роботи є такими [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47, 69, 81]:

– номінальна напруга $U_{ном}$ – це базисна напруга зі стандартизованого ряду напруг, що визначає рівень ізоляції мережі і електричного обладнання. Дійсні напруги в різних точках системи можуть відрізнятись від номінального, проте вони не повинні перевищувати найбільші робочі напруги (номінальну напругу по МЕК), встановлені для тривалої роботи;

– найбільша робоча напруга $U_{н,р}$;

– номінальний струм $I_{ном}$ – це діюче значення максимального струму, допустимого за умовами нагрівання струмопровідних частин вимикача в тривалому режимі;

– номінальний струм вимикання $I_{в.ном}$ – це діюче значення періодичної складової струму короткого замикання у момент розмикання контактів, який вимикач повинен вимикати апаратом багаторазово;

– номінальний струм вмикання $I_{в.ном}$ – це максимальний струм, який вимикач може ввімкнути при найбільшій робочій напрузі без виникнення пошкоджень;

– потужність вимикання, що визначається за умовою:

$$P_{в} = \sqrt{3} \cdot I_{вн} \cdot U_{н};$$

– напруга, що відновлюється, яка завдається піковою напругою мережі та часом досягнення піку;

– стійкість до крізних струмів короткого замикання, яка визначається двома параметрами:

а) струмом термічної стійкості $I_T = I_{в.ном}$ і часом його протікання, який може бути 1 с або 2 с для вимикачів при напругах $U_{ном} \geq 330$ кВ, або 1 с або 3 с для вимикачів при $U_{ном} \geq 220$ кВ;

б) струмом електродинамічної стійкості, який визначається за умовою:

$$I_{д} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{в.ном} = 2,55 \cdot I_{в.ном};$$

– повний час вимикання t_o – це час від моменту подачі сигналу на електромагніт вимикання до згасання дуги усіх трьох фаз. Цей час складається з двох частин:

$$t_o = t_{вл} + t_{зд},$$

де $t_{вл}$ – власний час спрацьовування вимикача;

$t_{зд}$ – час гасіння дуги, який коливається у межах (0,1...0,2) с для напруг нижчими за 20 кВ та має бути меншим за 0,04 с для напруг вищими за 330 кВ;

– власний час вмикання – це проміжок часу від моменту подачі сигналу на електромагніт до моменту замикання кола високої напруги усіх трьох фаз;

– механічний ресурс (припустима кількість циклів вмикання – вимикання) та інші параметри [2, 41, 47, 81].

9.2 Класифікація вимикачів

Існують різні класифікації високовольтних вимикачів.

Класифікація високовольтних вимикачів проводиться за наступними основними ознаками [2, 41, 47].

За способом гасіння дуги розрізняють:

- повітряні вимикачі;
- вакуумні вимикачі;
- автогазові вимикачі;
- автопневматичні вимикачі.
- елегазові вимикачі (бакові та колонкові);
- оливні вимикачі (бакові та малооливні);
- електромагнітні вимикачі.

Найбільш поширена класифікація за способом гасіння дуги подана у вигляді блок-схеми на рис. 9.1.

За призначенням розрізняють такі вимикачі:

– мережеві вимикачі напругою вищою за 6 кВ, які застосовуються в електричних колах (крім кіл електричних машин та електротермічних установок) і призначені для пропускання та комутації струму в нормальних умовах роботи кола, а також для пропускання протягом заданого часу та комутації струму у заданих ненормальних умови, такі як умови короткого замикання;

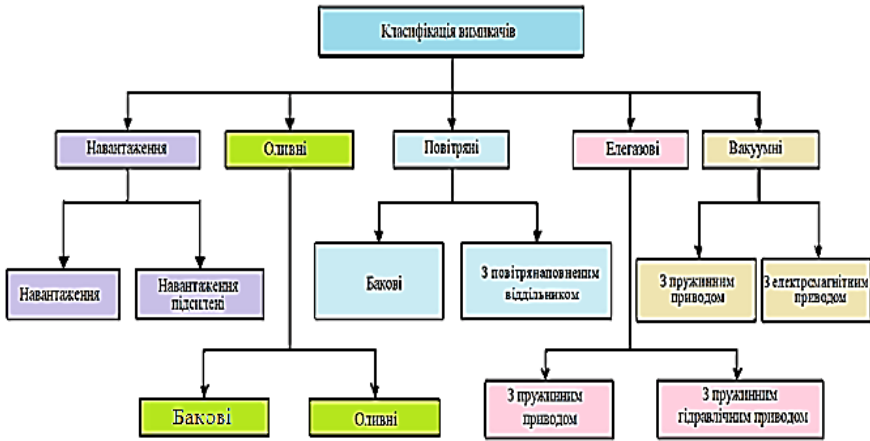


Рисунок 9.1 – Класифікація високовольтних вимикачів за способом гасіння дуги

–генераторні вимикачі напругою від 6 кВ до 20 кВ, які застосовуються в колах електричних машин (генераторів, синхронних компенсаторів, потужних електродвигунів) та призначені для пропускання та комутацій струму в нормальних умовах, а також у пускових режимах та при коротких замиканнях (відрізняються, як правило, великими значеннями номінального струму (до 10000А) та струму відключення);

–вимикачі напругою від 6 кВ до 220 кВ для електротермічних установок, що застосовуються в колах великих електротермічних установок (наприклад, сталеплавильних, руднотермічних та інших печей) та призначені для пропускання та комутацій струму в нормальних умовах, а також у різних експлуатаційних режимах та за умови коротких замикань;

–вимикачі навантаження – вимикачі, які призначені для комутацій при номінальному струмі, але не розраховані на розрив надструмів, застосовуються в мережах 3...10 кВ із ізольованою нейтраллю для комутації невеликих навантажень – до кількох мегавольт-ампер;

– реклоузери – підвісні секціонуючі дистанційно керовані вимикачі, що забезпечені захистом та встановлюються на опорах повітряних ЛЕП;

– вимикачі спеціального призначення.

За типом встановлення:

– опорні, тобто такі, що мають основну ізоляцію на землю опорного типу;

– підвісні, тобто такі, що мають основну ізоляцію на землю підвісного типу;

– настінні, тобто, укріплені на стінах закритих розподільних пристроїв;

– викочування, тобто такі, що мають пристрої для викочування з комірок розподільних пристроїв (для обслуговування, ремонту і для створення так званого «візуального розриву» при роботах на лініях);

– вбудовані в комплектні розподільні пристрої (КРУ).

За часом дії розрізняють:

– швидкодіючі (час спрацювання менше 0,08 с);

– прискореної дії (час спрацювання більше 0,12 с);

– не швидкодіючі (спрацювання до 0,25 с).

Вимогу до швидкодії слід розуміти як можливо менший час вимикання кола при КЗ, від моменту подачі команди на вимикання до повного згасання дуги у всіх полюсах. На сьогодні значна частина вимикачів на напругу вищою за 110 кВ мають час вимикання два періоди, однак є й одноперіодні вимикачі (20 мс).

За категоріями розміщення та кліматичного виконання:

– п'ять категорій розміщення (поза та всередині приміщень з різними умовами обігріву та вентиляції);

– десять кліматичних типовиконань (У, ХЛ, УХЛ, ТВ, ТС, Т, М, ОМ, В та О) залежно від географічного місця встановлення.

9.3 Повітряні вимикачі

Такий термін застосовується до високовольних комутаційних пристроїв, в яких повітряні потоки використовуються для зменшення розряду, який виникає при робочому, або аварійному спрацьовуванні [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47]. Для нормального функціонування таких пристроїв необхідне додаткове обладнання, а саме:

- компресійне обладнання для нагнітання необхідного тиску повітря;
- ресивери (ємності для збереження повітряної суміші під тиском);
- пневмопроводи, по яким подається стисле повітря в дугогасні модулі та пневматичний привод (якщо такий використовується для розриву кола).

У цих вимикачах гасіння електричної дуги відбувається в пристрої дугогасіння (ПД) у вигляді сопла Лаваля, де охолодження стовпа дуги здійснюється за рахунок обдування міжконтактного проміжку потоком стислого повітря, який вилітає з великою швидкістю з баку високого тиску. Головні причини дугогасіння – це охолодження стовпа дуги (головна) та механічне подовження стовпа дуги.

Розрізняють два види конструктивного виготовлення ПД: із поздовжнім та поперечним дуттям. В ЕАВН найбільше розповсюдження набуло поздовжнє дуття, яке в свою чергу розрізняється на одностороннє та двостороннє дуття, варіанти виконання яких показані на рис. 9.2. В цих конструкціях повітряний потік вилітає з камери з тиском (1...4) МПа в напрямку вздовж осі дуги X . У ПД з поперечним дуттям потік повітря спрямований поперек осі дуги. У сучасному виробництві такі системи не використовуються.

В цих конструкціях повітряний потік вилітає з камери з тиском (1...4) МПа в напрямку вздовж осі дуги X . У ПД з поперечним дуттям потік повітря спрямований поперек осі дуги. У сучасному виробництві такі системи не використовуються.

В залежності від форми і взаємного розташування контактів і сопел гасіння дуги в таких пристроях може відбуватися при:

- односторонньому (поздовжньому) продуванні через металевий канал (сопло) (рис. 9.2, *a*);
- односторонньому (поздовжньому) продуванні через ізоляційний канал (сопло) (рис. 9.2, *б*);
- двосторонньому симетричному (поздовжньому) продуванні у соплообразних порожніх контактах (рис. 9.2, *в*);
- двосторонньому асиметричному (поздовжньому) продуванні у соплообразних порожніх контактах (рис. 9.2, *г*).

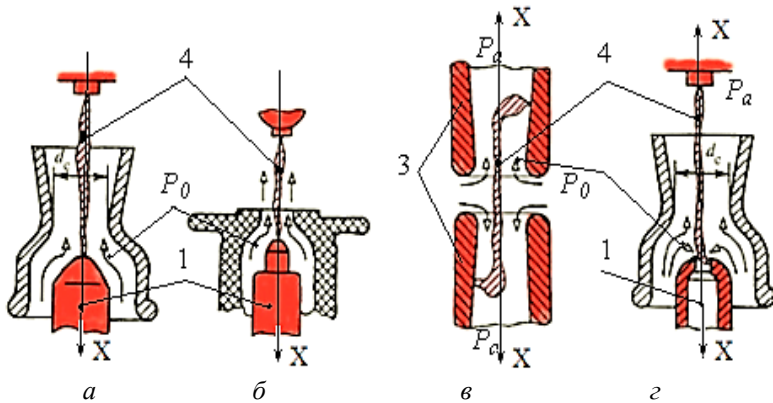


Рисунок 9.2 – Варіанти пристроїв дугогасіння повздовжнього дуття: одностороннє та двостороннє [2]:

- 1 – рухомий стрижневий контакт; 2 – ізоляційний корпус; 3 – рухомий контакт у вигляді сопла Лавалю; 4 – стовп електричної дуги; P_a – атмосферний тиск; P_0 – стисле повітря; d_c – діаметр сопла.

Найкращі показники були отримані у вимикачах з дугогасними системами, в яких використовують двостороннє асиметричне дуття. У механізмі гасіння електричної дуги тісно переплітаються як електричні процеси в стовпі дуги, так і газотермодинамічні процеси витікання газового струменю. Особливість витікання газу з дугогасного пристрою полягає в тому, що потік газу зустрічає на своєму шляху потужне джерело теплоти, яким є дуга, і який гальмує повітряний потік, тобто зменшуються витрати повітря, що протікає через сопло з дугою. Це явище, так званий «термодинамічний ефект», може призвести до повної закупорки сопла електричною дугою, що викликає руйнування дугогасної системи. Таким чином, розмір (діаметру сопла d_c на рис. 9.2, а, г) системи дуття визначає максимально можливий струм відключення вимикача.

Всі конструкції повітряних вимикачів можна поділити на дві характерні групи. До першої можна віднести повітряні вимикачі модульного виконання, в основі роботи яких є пристрій дугогасіння з двома розривами на полюс, що розташовані безпосередньо у баку високого тиску. Такі конструкції використовуються на класи напруг

від 110 кВ до 1150 кВ. Загальний вид модулю показаний на рис. 9.3, головними перевагами якого є відсутність повітроводів, постійний високий тиск у ПД та, як наслідок цього, максимальна швидкодія.

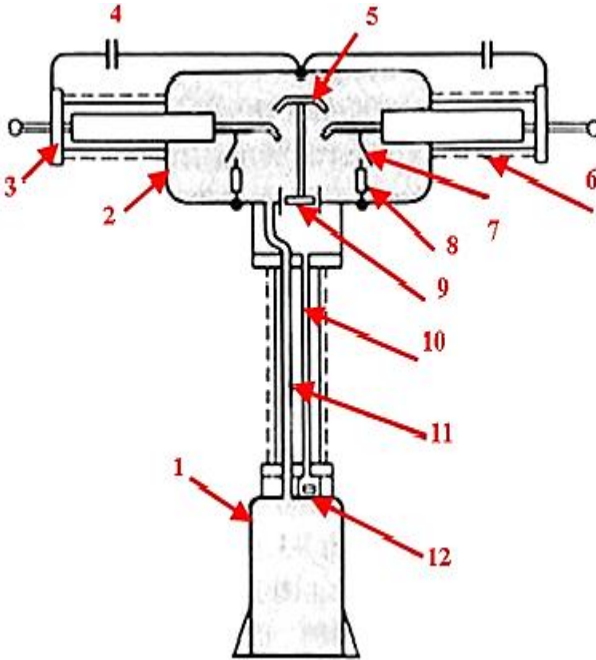


Рисунок 9.3 – Вид загальний та структура типової конструкції модулю вимикача типу ВНВ [2]:

- 1 – бак зі стислим повітрям; 2 – сталевий бак камери ПД; 3 – торцевий фланець; 4 – $S_{ш}$ дільника напруги; 5 – рухомий контакт; 6 – порцеляновий прохідний ізолятор виводу; 7 – додатковий контакт для підключення $R_{ш}$;
- 8 - $R_{ш}$; 9 – дуттьовий клапан подачі стислого повітря; 10, 11 – повітроводи; 12 – блок клапанів керування.

До недоліків конструкції можна віднести такі :

- зростання маси та габаритів елементів на стороні високої напруги, що потребує підсилення опорної ізоляції;
- важкий режим роботи прохідних ізоляторів виводів, які є найбільш ненадійним елементом конструкції;

– необхідність наявності розвиненої пневмосистеми та компресорного обладнання;

– сильний шумовий ефект у разі відключення струмів К.З.

Структура та конструктивні особливості повітряних вимикачів типів ВВБ та ВНВ приведені у [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47].

Другу групу вимикачів утворюють вимикачі з газонаповненими ПД. Загальний вид модулю такого вимикача показано на рис. 9.4.

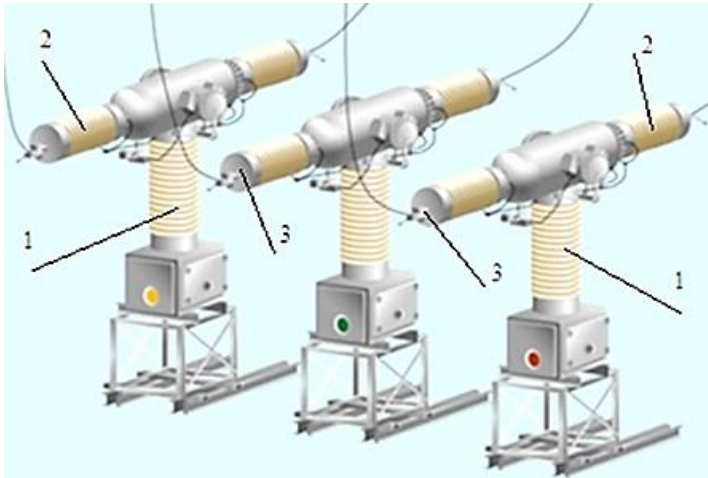


Рисунок 9.4 – Структура газонаповненого ПД вимикача ВВБ-110-1000-40У1 [2]:

- 1 – опорний ізолятор; 2 – ізоляційний корпус, заповнений газом з двома ПД;
3 – металевий контактний фланець.

Головною перевагою такої конструкції є відсутність прохідних ізоляторів виводів. Ізоляційний корпус ПД зроблено з високоміцних ізоляційних матеріалів (склопластик з покриттям з полімерних матеріалів на основі кремнійорганічних гум або фторопластових композицій), що мають високу стійкість до негативних зовнішніх чинників. Крім того відсутній викид в оточуюче середовище продуктів горіння електричної дуги.



Рисунок 9.5 – Повітряний вимикач 220 кВ

Відео для Вашої уяви конструкції вимикача можна подивитися за посиланням https://www.youtube.com/watch?v=Oqh6NX_cnjZ4.

9.4 Вакуумні вимикачі

Серед сучасного високовольтного обладнання, призначеного для комутації електричних кіл в енергетиці, особливе місце відводиться вакуумним вимикачів. Вони широко застосовуються в мережах від 6 кВ до 35 кВ і, рідше, в схемах 110 кВ або 220 кВ включно через високу електричну міцність і властивості дуго гасіння. Їх номінальний струм відключення може становити від 20 кА до 40 кА,

а струм електродинамічної стійкості – порядку 50...100 кА. Загальний час відключення таким вимикачем навантаження, або аварії, становить близько 45 мілісекунд. У вакуумних вимикачах гасіння електричної дуги здійснюється у глибокому вакуумі ($10^{-2} \dots 10^{-5}$) Па. Висока електрична міцність і властивості дугогасіння дозволяють створити високоефективні комутаційні апарати напругами від 3 кВ до 35 кВ. До головних переваг вакуумних вимикачів можна віднести такі [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47]:

- простота конструкції;
- висока зносостійкість контактної системи, що розрахована на весь термін експлуатації вимикача, складає не менше, ніж 25 років;
- велика швидкість відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку, яка досягає до 50 В/мкс;
- мінімальне обслуговування та експлуатаційні витрати;
- вибухо- та пожежна безпека;
- надійна робота у всіх режимах навантаження;
- широкий діапазон температур, які можуть коливатися у межах від мінус 70 °С до 200 °С;
- вібро- та ударостійкість;
- незалежне положення відносно поверхні землі;
- безшумність та екологічна чистота;
- невеликі маса, розміри, динамічні навантаження;
- велика швидкість спрацьовування.

До недоліків конструкцій вакуумних вимикачів можна віднести підвищену зварюваність контактів та явище зрізу струму, що утворює суттєві комутаційні перенапруги. Процес виникнення комутаційних перенапруг внаслідок зрізу струму показано на рис. 9.6, де використовуються такі позначення: I_0 – струм зрізу (не природне різке зменшення до нуля); U_m – амплітудне значення напруги; $U_{пер}$ – величина імпульсу комутаційної перенапруги.

Пристрій працює за рахунок ізолюючих властивостей вакууму, які забезпечують гасіння дуги, що виникає.

Конструкція вакуумного ПД показана на рисунку 9.7. Тиск всередині ПД складає порядку ($10^{-4} \dots 10^{-6}$) Па або ($10^{-6} \dots 10^{-9}$) атмосфер, і забезпечується за рахунок зусилля, що утворює сильфон, або додаткових натискальних пружин привода [2, 69].

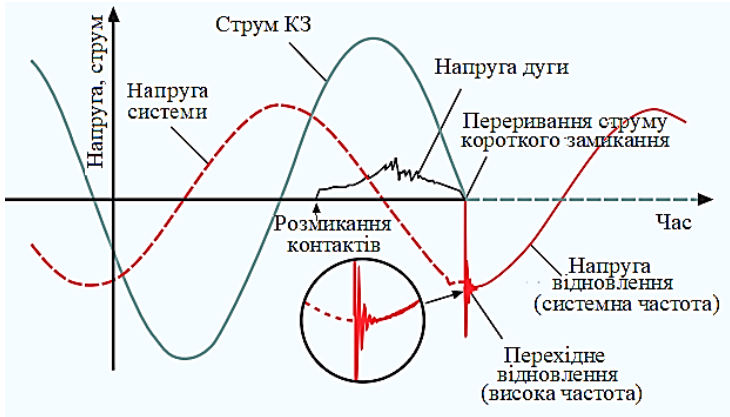


Рисунок 9.6 – Струм та напруга при однофазному процесі відключення в вакуумі. Процес комутації струму та виникнення комутаційної перенапруги

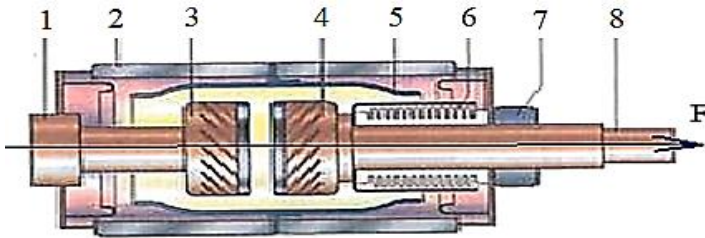


Рисунок 9.7 – Вид загальний та структура вакуумного ПД [2]:

- 1 – контактний фланець виводу; 2 – керамічний корпус; 3 – нерухомий контакт; 4 – рухомий контакт; 5 – система екранів; 6 – сильфон; 7 – вузол герметизації; 8 – вивід рухомого контакту.

Процес вимикання здійснюється у такій послідовності:

- у момент розмикання контактів зменшується контактне натискання, підвищується перехідний опір та різко зростає температура нагріву в точках торкання контактів, що утворює рідкометалевий місток;

- під впливом нагріву струмом місток випарюється і виникає електрична дуга, яка горить у парах металу у вигляді декількох паралельних дуг і має назву дифузійна дуга;

- під дією обертового електромагнітного поля дифузійна дуга переміщується по поверхні контактів і інтенсивно охолоджується;
- при проходженні струму через нуль дуга згасає і за 10 мкс відновлюється електрична міцність вакууму.

9.4.1 Вплив головних параметрів на конструкцію ПД

Розглянемо, як впливають на конструкцію ПД такі параметри, як номінальний струм, номінальна напруга та номінальний струм вимикання [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47, 69].

З урахуванням впливу номінального струму обираються такі конструктивні рішення:

- використовується торцева контактна система, що дає можливість мати такі переваги, як малий хід контактів, який складає (10...20) мм, забезпечує мінімальний час вимикання і простоту конструкції. Недоліком торцевих контактів є підвищений перехідний опір та теплові втрати при тривалому протіканні струму;

- теплопровідність від контактної системи здійснюється за рахунок передачі тепла уздовж контактів до струмопровідних шин, які повинні мати підвищену площу поверхні для кращого охолодження;

- в якості матеріалів для контактів обираються мідь, її сплави а також напайки з металокераміки для підвищення ерозійної стійкості. Для зниження перехідного опору контактні поверхні мають гальванопокриття зі срібла;

- для зменшення струму, що тече крізь одну точку торкання, використовується багато точковий контакт, який забезпечується шляхом ділення контактної диска на окремі сегменти.

З урахуванням номінальної напруги обираються такі конструктивні рішення:

- використовуються ПД на номінальну напругу до 35 кВ. На більш високі напруги здійснюється послідовне з'єднання декількох ПД. В цьому випадку виникає головне питання – шинні з'єднання між окремими ПД повинні забезпечити відвід тепла в оточуюче середовище до забезпечення припустимої температури, яка складає 105 °С;

– якщо струм зрізу перевищує 4 А виникають великі комутаційні перенапруги. Для їх обмеження використовують обмежувачі перенапруги або варистори, які є елементом конструкції вакуумного вимикача.

З урахуванням номінального струму вимикання обираються такі конструктивні рішення:

– з метою підвищення струму вимикання забезпечується рівномірне розповсюдження теплового потоку дуги уздовж площі контакту за рахунок дифузійної форми дуги. Якщо цих засобів не використовувати, то дуга розміщується на невеличкій площі і струм вимикання не досягає більше 10 кА;

– для підвищення струму вимикання використовують паралельне з'єднання декількох ПД;

– додатковим недоліком торцевих контактів є їх низька електродинамічна міцність. Головними причинами цього явища є збігання ліній струму в точці торкання контактів, а також сили, що виникають внаслідок вибуху рідкометалевого містка [2, 41];

– контактне натиснення визначається з урахуванням двох головних складових, це сила атмосферного тиску та сила натискних контактних пружин. Наприклад, при номінальному струмі вимикання 40 кА контактне натиснення складає 1,5 кН;

– підвищення електродинамічної стійкості забезпечується використанням багато точкового контакту. Наприклад, при наявності 10 точок торкання сила відкидання контактів зменшується у (8...10) разів у зрівнянні з одно точковим контактом;

– підвищення термічної стійкості забезпечується такі ми засобами, як дифузійна форма дуги і постійне переміщення по поверхні контактів основ дуги. Це здійснюється під впливом обертового магнітного поля, що створюється формою контактів. У даному випадку знижується температура нагріву поверхні контактів і кількість вільних електронів у між контактному проміжку.

9.4.2 Конструкції контактів

У вакуумних ПД розрізняють такі види контактів [2, 5, 6, 15, 27, 41, 47, 59]. По перше, – це контакти зі спіральними пелюстками, які

використовуються на номінальні струми вимикання до 30 кА. Приклад такої контактної системи показано на рис. 9.8, а.

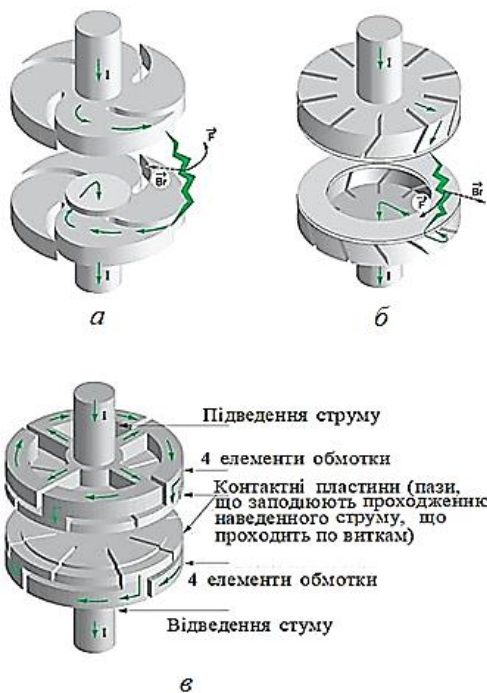


Рисунок 9.8 – Контактна система зі спіральними пелюстками (а); у вигляді келиху (ковпачка) (б) та з додатковими магнітними полюсами (в) [2]

У цих конструкціях периферійні частини контактних дисків розрізані спіральними пазами на окремі сегменти, які з'єднуються у центральній частині. У замкненому стані контактування забезпечується по кільцевому виступу у центральній частині диску, який має функцію головних контактів.

При розмиканні контактів виникає дифузійна дуга, яка під впливом електродинамічних зусиль переміщується на периферію дисків, де згасає. Пази забезпечують радіальне магнітне поле і під впливом його тангенційної складової дуга переміщується уздовж пазів на периферію дисків.

Другий вид контактів – це контакти у вигляді келиху або ковпачкового типу. Приклад такої контактної системи показано на рис. 9.8, б. У цих конструкціях периферійні частини контактних дисків розрізані нахильними пазами, які мають нахил у різні сторони. При розмиканні контактів під дією електродинамічних зусиль основи дуги переміщуються по колу у різних напрямках, розтягують дугу і утворюють дифузійну кільцеву форму дуги.

Третій вид контактів – це контакти з додатковими магнітними полюсами, які використовуються на великі номінальні струми вимикання, що досягають до 100 кА. Приклад такої контактної системи показано на рис. 9.8, в. У цих конструкціях периферійні частини контактних дисків розрізані таким чином, що утворюються додаткові магнітні полюси, кількість яких може бути різною в залежності від значення струму вимикання [2].

9.4.3 Електрична міцність вакуумного ПД

На електричну міцність ПД вакуумного вимикача впливають наступні чинники.

По перше, – це нерівномірність розподілу напруженості поля всередині камери ПД. Для її зменшення застосовують екрани різної конфігурації [2, 41, 47]. Ефективність дії екранів залежить від їх геометричної форми та місця встановлення. Головними перевагами від встановлення екранів є скорочення осьової лінії ПД та підвищення електричної міцності між контактного проміжку.

Другим чинником, що впливає на електричну міцність вакуумного ПД, є повторні пробої між контактного проміжку при вимиканні невеликих струмів (в умовах ємкісного навантаження, холостий хід потужних трансформаторів, ліній електропередавання тощо). У цьому випадку внаслідок удару контактів при вмиканні має місце їх холодного зварювання. При розмиканні контактів місця зварювання руйнуються і виникають гострі мікровиступи, які створюють високу місцеву напруженість поля. Якщо струм, що вимикається великий, гострі вершини мікровиступів оплавляються дугою і напруженість поля спадає. Якщо струм малий, то вершини залишаються, напруженість поля зростає і виникає пробій між контактного проміжку. Для усунення цього негативного явища

підбирають різні контактні матеріали, які не сприяють їх холодному зварюванню.

Третій чинник, що впливає на електричну міцність вакуумного ПД, – це нерівномірний розподіл напруги між послідовно з'єднаними ПД [2, 41, 47]. Для його зменшення використовують ємкісні дільники напруги у вигляді шунтувальних конденсаторів, що вмикаються паралельно контактним розривам ПД.

Четвертий чинник, що впливає на електричну міцність вакуумного ПД, – це матеріал контактів. Для підвищення електроерозійної стійкості контактів використовують тугоплавкі матеріали, наприклад, вольфрам або контактну металокераміку. Головними недоліками такі матеріали є великий струм зрізу та виникаючі при цьому комутаційні перенапруги. Для зменшення цих недоліків використовують композиційні матеріали на основі порошкової металургії, наприклад, мідно-вісмутові, мідно-хромові, мідно-берилієві тощо.

9.4.4 Конструкції вакуумних вимикачів

Головним елементом вакуумного вимикача є пристрій дугогасіння. Для загального використання розроблені ПД на класи напруги 10 кВ і 35 кВ.

Крім дугогасної камери з контактами у конструкцію полюса вакуумного вимикача входить привод та тяговий ізолятор. Для збереження вакууму всередині дугогасної камери застосовують сільфон. Він не дозволяє проникати іншим газам усередину під час руху контакту (рис. 9.9).

Один із контактів закріплений нерухомо, другий – рухомий. Він отримує рух через тяговий ізолятор за допомогою електромагнітного приводу. Змінюючи полярність постійного струму, що подається електромагніт, можна розмикати чи замикати контакти. Для утримання деталей приводу у вибраному положенні використовується постійний круговий магніт. Для забезпечення оптимальної швидкості руху якоря та зменшення перехідного опору контактів застосовується пружинна система. Привод вимикача зібраний в одному корпусі, куди також входять кінематична та

електрична схеми для контролю та керування роботою. У вимикача три полюси, які розділені між собою.

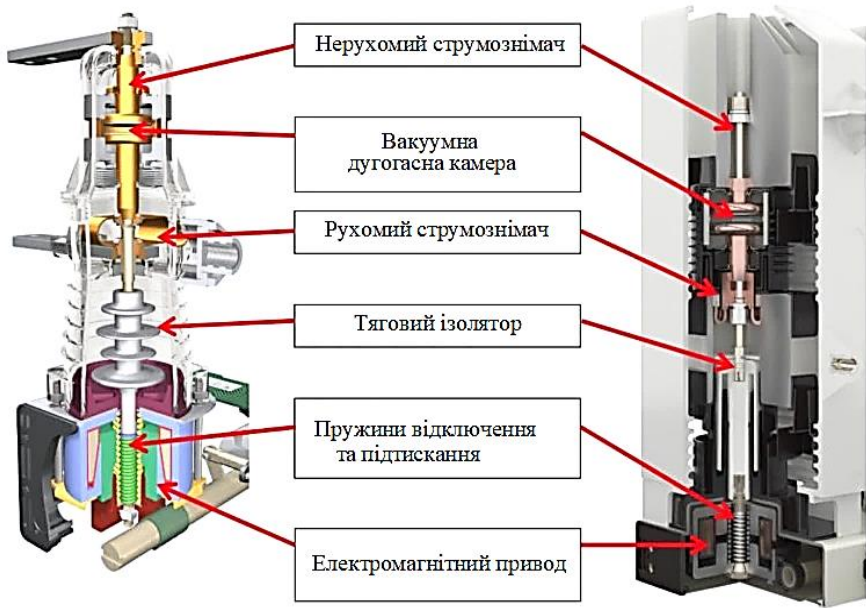
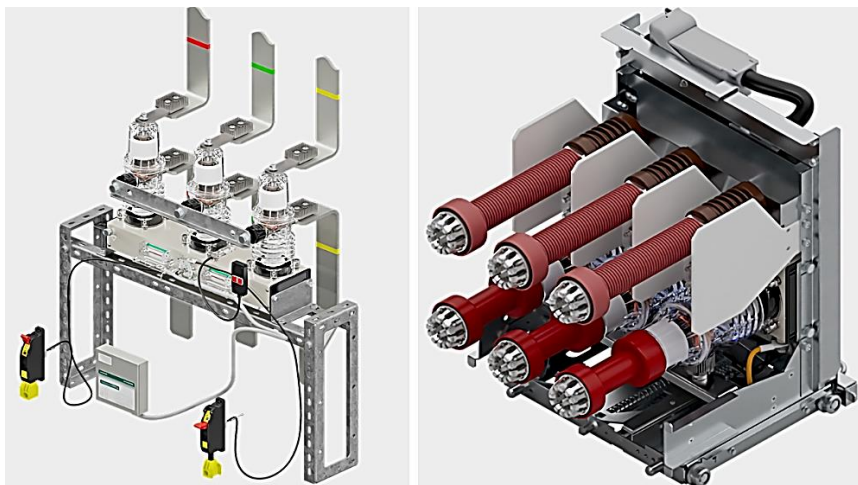


Рисунок 9.9 – Конструкція вакуумного вимикача [2, 59, 61, 77, 81, 90]

Керування вимикачем здійснюється через блок управління, який вноситься на окрему панель (шафа) або розташовується у корпусі вимикача. Блок управління може бути мікропроцесорним або працювати на електромеханічному реле (рис. 9.10, а).

На рис. 9.10, в видно привод, тяговий ізолятор до гнучкого струмоznімача, рухомий контакт, вакуумну камеру, нерухомий контакт та корпус полюса з прозорого пластику.

Зазвичай ресурс включення та відключення контактів вимикача – не менше 20 000 операцій. Вимикач не потребує складного технічного обслуговування протягом усього терміну служби. Дугогасна камера не підлягає ремонту і при необхідності замінюється новою.



a

б



в

Рисунок 9.10 – Вакуумні вимикачі BB TEL [61, 81, 117]:

a – з комплектом деталей адаптації встановлення в комірці КСО;
б – з комплектом деталей адаптації встановлення в касетні КРУ;
в – вимикач у розрізі.

По виконанню вакуумні вимикачі випускаються для установки як у закритих розподільчих пристроях, так і у відкритих. Вакуумні вимикачі, призначені для встановлення в закритих розподільних пристроях, можуть бути викочування або стаціонарного виконання. Тоді вони відокремлюються від струмопровідних частин видимим розривом, що здійснюється за допомогою лінійного і шинного роз'єднувачів.



Рисунок 9.11 – Вакуумні вимикачі середньої напруги серії VD4 з механічним керуванням (виробництво ABB) [72]

Вимикач серії VD4 – синтез нової технології виготовлення полюсів із заливкою вакуумних дугогасних камер в полюси та сучасного конструювання та виробництва вимикачів. У вимикачах середньої напруги VD4 застосовані вакуумні камери залиті в епоксидні полюси. Заливка камер в епоксид робить полюси дуже міцними та захищає камеру від ударів, забруднення та зволоження. Вакуумна камера містить контакти.

Головними стримуючими чинниками для розробки вакуумних ПД на більш високі напруги є громіздкість конструкції, ускладнення

технології виготовлення та зменшення ресурсу. Тому на класи напруги 110 кВ і вище використовують послідовне з'єднання ПД. У цьому випадку встає питання о способах встановлення та закріплення ПД між собою. Розрізняють два способи закріплення. По перше за кінець стрижня нерухомого контакту. Перевагою цього способу є невеликі вібраційні навантаження на опорну ізоляцію і ізоляційний корпус ПД; по друге шпильками за фланець нерухомого контакту.

Розрізняють такі види конструкцій вакуумних вимикачів. По перше – це вимикачі з двома ПД. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 9.12. Особливостями конструкції є наступне:

- полюс вимикача має Т – образну форму;
- камери ПД встановлюються рухомими контактами назустріч;
- привод вимикача розміщується всередині опорного ізолятора і здійснюється за допомогою ізоляційних тяг;
- на більш високі напруги використовується послідовне вмикання окремих Т – образних модулів.

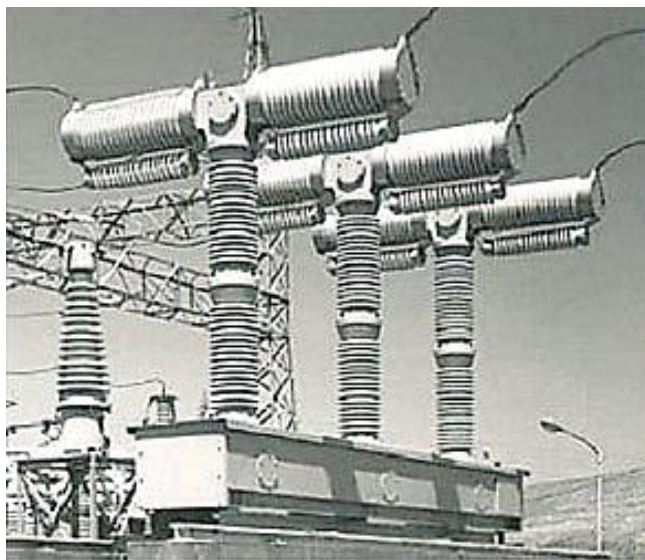


Рисунок 9.12 – Дворозрядний вакуумний вимикач VCB 168 кВ 2000А (Японія)

Другий вид конструкцій, це вимикачі з послідовним вмиканням декількох ПД. Такі конструкції використовуються на напруги 110 кВ та вище. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 9.13. Особливостями конструкції є такі :

- послідовне вмикання окремих ПД здійснюється у вертикальній площині з відповідною опорною ізоляцією;
- привод виготовляється у вигляді зовнішньої просторової конструкції;
- система керування може бути механічна, гідравлічна або комбінована.



Рисунок 9.13 – Конструкція вакуумного вимикача серії ВРС-110 [61, 79, 81]

Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення типу ВРС-110 представляють собою колонкові вакуумні вимикачі на 110 кВ з од5 ним розривом на фазу. Ізоляція полюсів суцільнолита, кремнійорганічна. Вимикачі випускаються з пружинним приводом, при5 значені для комутації електричних високовольних кіл при нормальних і аварійних режимах мереж трифазного змінного струму

220

з номінальною напругою 110 кВ частотою 50 Гц із заземленою нейтраллю з коефіцієнтом замикання на землю 1,4. Вимикачі типу ВРС5110 застосовуються як комплектуючі для відкритих розподільних установок 110 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР 110/35/10 (6).

Приклад запису позначення вимикача типу ВРС-110 з пружинним приводом на номінальну напругу 110 кВ зі ступенем забруднення ізоляції III, номінальним струмом відключення 31,5 кА, номінальним струмом 2500 А, кліматичним виконанням УХЛ1 і категорією розміщення 1 такий: ВРС5110 III531,5/2500 УХЛ1.

Вимикачі виготовляють у сейсмостійкому виконанні, призначені для роботи на висоті 051,2 м при максимальному розрахунковому землетрусі (МРЗ) 9 балів за шкалою MSK564. Вимикачі типу ВРС-110 можуть застосовуватися для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних або інших вимикачів.

9.5 Елегазові вимикачі

Створення нових конструкцій вимикачів змінного струму високої і надвисокої напруги, що відрізняються меншими габаритними розмірами і відповідають вимогам сучасної енергетики по комутаційній здатності і надійності, пов'язано із застосуванням дугогасних середовищ, більш ефективних у порівнянні з повітрям і оливою. До такого дугогасного середовища відноситься елегаз, використання якого для вищевказаних цілей обумовлено вдалим поєднанням в ньому високих ізоляційних та дугогасних властивостей.

Елегаз або шестифториста сірка (SF_6) – штучно створена газова суміш, без кольору та запаху, яка складається з 21,95 % сірки та 78,05 % фтору, густина елегазу у 5 разів вище, ніж у повітря. Головними властивостями елегазу з точки зору використання у електроапаратобудуванні є такі [2, 41, 47, 72, 81]:

- велика здатність дугогасіння, фізичний сенс якого є таким: молекули елегазу захоплюють вільні електрони, які виходять з поверхні електродів і утворюють малорухомі важкі негативні іони, що призводить до підвищення електричного опору плазми дуги;

- велика електрична міцність, яка досягає 60 кВ/см.

Порівняння електричної міцності різних ізоляційних середовищ показано на рис. 9.14 [2]. Розрахунок електричної міцності здійснюється за емпіричними формулами. Для максимального використання властивостей елегазу електричне поле має бути рівномірним, поверхня електродів гладкою та чистою:

- питома об'ємна теплоємність елегазу у 4 рази вище, ніж у повітря, теплопередача у середовищі елегазу у 2 рази вище, струмове навантаження на (15...25) % вище;

- хімічна інертність елегазу зберігається до температури порядку 800 °С, що дає можливість підвищувати припустиму температуру нагріву та струмове навантаження;

- вибухо- та пожежобезпека;

- пари вологи з'єднуються з продуктами руйнації елегазу і створюють рідини, які руйнують скло та метали, а для усунення цього негативного явища використовуються фільтри з оксиду алюмінію Al_2O_3 ;

- головним недоліком елегазу є перехід з газоподібного стану у рідинний за умови відносно низьких температур (наприклад, при тиску 1, 25 МПа рідинна фракція починає виникати при 0 °С, а при тиску 0,4 МПа – при температурі –40 °С). Фізичний сенс цього явища – це зниження густини елегазу внаслідок його часткової конденсації.

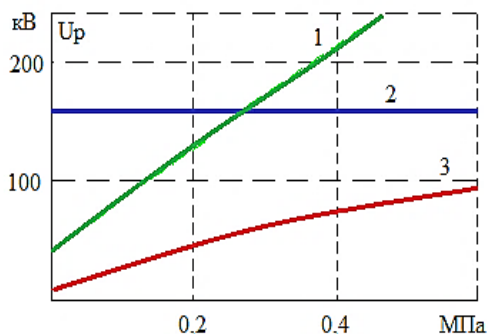


Рисунок 9.14 – Електрична міцність ізоляційних матеріалів при однакових умовах [2]:

1 – елегаз; 2 – повітря; 3 – трансформаторна олива.

9.5.1 Особливості гасіння дуги у елегазі

В апаратобудуванні використовують 2 засоби гасіння дуги у середовищі елегазу. За першим засобом дуга охолоджується потоком елегазу, який протікає з баку високого тиску (близько 2 МПа) до баку низького тиску (близько 0,3 МПа).

Для упередження переходу елегазу у рідинний стан, бак високого тиску підігривається до температури + 12 °С. Нагрів здійснюється за допомогою автоматичної системи, яка суттєво ускладнює конструкцію вимикача. У вимикачах, які функціонують з іншим пристроєм дугогасіння, який постійно заповнений елегазом з тиском (0,3...0,4) МПа, забезпечується висока електрична міцність та можливість роботи без підігріву до температури + 40 °С. Перепад тиску, який необхідний для гасіння дуги, створюється спеціальним компресійним пристроєм в момент спрацювання вимикача, має значення приблизно (0,6...0,8) МПа. Такі вимикачі мають назву автокомпресійні.

Головними чинниками дугогасіння у елегазі є охолодження стовпа дуги (переважний чинник) та механічне подовження дуги. Головними чинниками, що впливають на гасіння дуги є також:

- опір дуги, який у елегазі є набагато меншим, ніж опір дуги у повітрі; тому в елегазі має місце стабільне горіння дуги в області малих струмів, що веде до відсутності явища зрізу струму і, відповідно, відсутності комутаційних перенапруг;
- елегазові вимикачі більш чутливі до коротких замикань, що виникають у поруч розташованій мережі через значно більшу швидкість відновлення напруги у міжконтактному проміжку, як це показано на рис. 9.15.

9.5.2 Види пристроїв дугогасіння елегазових вимикачів

Серед великої кількості видів пристроїв дугогасіння (ПД) елегазових вимикачів варто зазначити декілька характерних конструктивних груп. В залежності від номінальних напруги і струму відключення в елегазових вимикачах застосовуються різні способи гасіння дуги. На відміну від повітряних дугогасних пристроїв в елегазових дугогасних пристроях витікання газу через сопло при

гасінні дуги відбувається не в атмосфері, а в замкнений об'єм камери, заповнений елегазом при відносно невеликому надлишковому тиску [2, 41, 47, 81, 118].

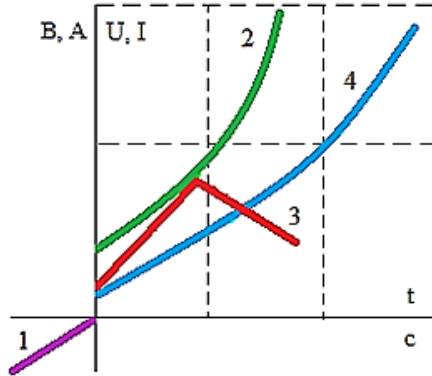


Рисунок 9.15 – Головні електричні параметри кола комутації елегазового вимикача [2, 69]:

1 – струм дуги; 2 – електрична міцність елегазу; 3 – напруга, що відновлюється при невіддаленому КЗ.; 4 – напруга, що відновлюється при віддаленому КЗ.

По перше – це ПД з двома рівнями тиску (з системою поздовжнього дуття), в яку попередньо стиснений газ надходить з резервуара з відносно високим тиском елегазу (ПД з двома ступенями тиску). В таких конструкціях гасіння потужної дуги здійснюється під впливом потоку елегазу, який витікає з баку високого тиску (2 МПа) в бак низького тиску (0,3 МПа). Головними недоліками цього виду ПД є складність конструкції, наявність компресійного обладнання та необхідність підігріву баку високого тиску. Головною перевагою є висока ефективність дугогасіння. Такі ПД дозволяють вимикати струми до (60...80) кА зі швидкістю (час вимикання) до 40 мс. Інтенсивний газодинамічний вплив потоку елегазу на стовп електричної дуги є найбільш ефективним способом гасіння дуги. Через це він використовується в більшості сучасних конструкцій ПД елегазових вимикачів. Гасіння дуги відбувається в соплах (рис. 9.16) потоком елегазу високого тиску (0,5...0,6) МПа як при

односторонньому (рис. 9.16, а), так і при двосторонньому несиметричному (рис. 9.16, б) газовому дутті.

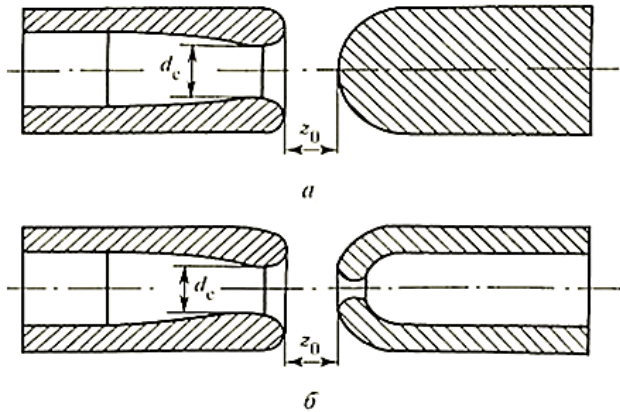


Рисунок 9.16 – Види поздовжнього одно та двобічного елегазового дуття [2]

Основними параметрами системи поздовжнього елегазового дуття є такі: площа перетину S_c або діаметр d_c горловини сопла, відносне розташування контактів, яке визначається відстанню z_0 , геометричні розміри форми дифузоров і конфузоров системи дуття (рис. 9.16). Оптимальні умови гасіння дуги в таких системах багато в чому визначаються, так само як і в повітряних вимикачах, геометричними параметрами систем дуття і особливо вхідною частиною (конфузором).

Другу групу утворює *дугогасні пристрої компресійного (автокомпресійного) типу* мають переваги, головним чином, при вимиканні великих струмів (наприклад, струму короткого замикання). На рис. 9.17 та рис. 9.18 представлені основні елементи механізму вимикача та схема роботи компресійної та автокомпресійної камер відповідно.

На рис. 9.17 представлена схема роботи компресійної камери. В замкненому положенні контакти вимикача є замкненими, і струм проходить від верхнього струмопроводу до нижнього через головні контакти і компресійний циліндр. Під час операції вимикання рухомі

частини головного і дугогасного контактів, а також компресійний циліндр і сопло, що становлять єдиний рухливий вузол, зсуваються в розімкнене положення. Коли рухомий вузол рухається в напрямку розімкненого положення контактів, клапан наповнення закривається, і елегаз починає стискатися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем [2, 41, 47, 118].

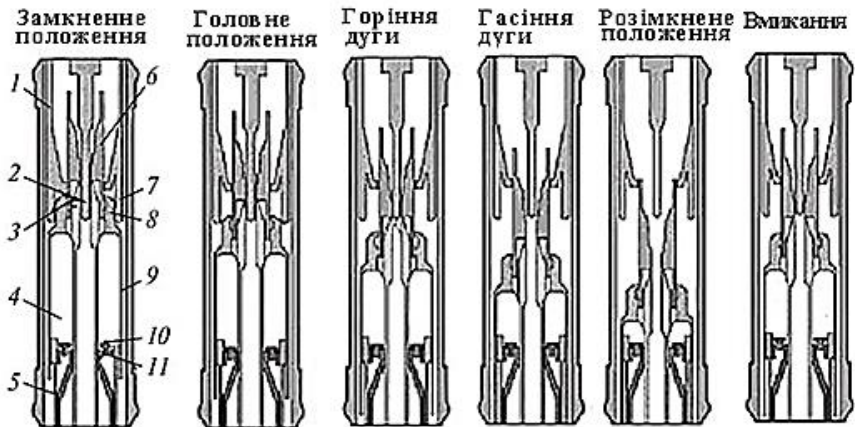


Рисунок 9.17 – Схема роботи компресійного ПД:

- 1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасний контакт;
- 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – компресійний об'єм;
- 5 – нижній струмопровід; 6 – сопло; 7 – головний нерухомий контакт;
- 8 – головний рухомий контакт; 9 – компресійний циліндр;
- 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень.

Першими розділяються головні контакти, через що дуга буде загорятися тільки між дугогасними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла. Під час горіння дуги тіло плазми в деякій мірі блокує рух елегазу через сопло, в результаті чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до того моменту, коли струм проходить через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. В цей момент потік елегазу під великим тиском виривається з компресійного об'єму через сопло і гасить дугу. При операції вимкнення клапан наповнення відкривається, і елегаз може вільно

проходити в компресійний об'єм. Через те, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається механічним способом, то вимикачі з компресійним методом гасіння потребують приводу великої потужності, який здатний подолати створюваний газом тиск в стискаємому об'ємі, який необхідний для відключення номінальних струмів короткого замикання.

Такий привод повинен забезпечити певну швидкість руху контактів, щоб електрична міцність утворюваного між контактного проміжку була спроможна витримати без повторних пробоїв відновлювальну напругу на контактах. У розімкненому положенні відстань між нерухомим і рухомим контактами має бути достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні електричної міцності проміжку.

На рис. 9.18 представлені основні елементи механізму вимикача та схема роботи автокомпресійної камери відповідно [2, 41, 47]. На початку процесу вимикання автокомпресійний дугогасний пристрій працює, як і компресійний. Різниця ж в принципі їх дії при вимиканні великих і малих струмів проявляється тільки після появи дуги між рухомим і нерухомим дугогасними контактами.

Під час горіння дуга в деякій мірі перешкоджає виходу потоку елегазу через сопло. Через те, що палаюча дуга має високу температуру, та з неї йде потужне випромінювання тепла, починається розігрів елегазу в обмеженому газовому об'ємі. Тиск всередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму підвищується як через підвищення температури від дуги, так і внаслідок стиснення газу в спільному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує підвищуватися доти, поки не стане досить високим, щоб закрити спеціальний автокомпресійний клапан. У момент проходження струму через нульове значення дуга стає слабкою, і в цей момент потік стисненого елегазу виривається з автокомпресійного об'єму через сопло і гасить (здуває) дугу. Для забезпечення значних зусиль при спрацьовуванні вимикача використовується пневматичний привод. Час вимикання складає 10 мс.

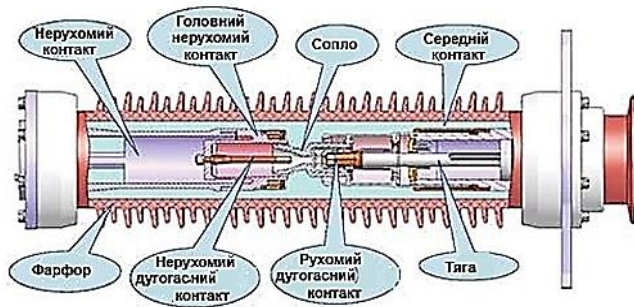


Рисунок 9.18 - Структура та основні елементи автокомпресійного ПД

До третьої групи відноситься ПД з електромагнітним дуттям, в якому гасіння дуги забезпечується в результаті її переміщення з високою швидкістю в нерухомому елегазі по кільцевим електродам під впливом радіального магнітного поля, що утворюється струмом вимикання (ПД з електромагнітним дуттям). Схема дугогасного пристрою з магнітним дуттям наведена на рис. 9.19, на якому показано пристрій, що розміщений в ізоляційному корпусі 1, наповненому елегазом (SF_6).

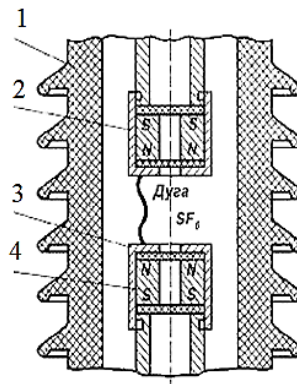


Рисунок 9.19 – Дугогасний пристрій з магнітним дуттям елегазових вимикачів:

1 – ізоляційний циліндр; 2 і 3 – контакти; 4 – постійний магніт, який створює радіальне магнітне поле

На дугу, що виникає між контактами 2 і 3, які розходяться, діє радіальне магнітне поле, що створюється постійними магнітами 4 (вимикачі навантаження) або електромагнітами (для більших струмів вимикання). Дуга швидко розтягується і переміщується по окружності, посилено охолоджується і гасне. Такі пристрої застосовуються в вимикачах навантаження. Більше докладно такі конструкції розглядаються у [2, 41, 47].



Рисунок 9.20 – Елегазовий вимикач 220 кВ [72]

Відео для Вашого уявлення роботи вимикачів можна подивитись за посиланням [Вимикач елегазовий ВГТ-110 \(Gas-insulated circuit breaker VGT-110\) - YouTube](https://www.youtube.com/watch?v=Y-hcgRjcjM), або [https://www.youtube.com/watch?v= Y-hcgRjcjM](https://www.youtube.com/watch?v=Y-hcgRjcjM).



Рисунок 9.21 – Елегазовий колонковий вимикач ВГТ-110 [77]

9.6 Оливні вимикачі

В оливних вимикачах (ОВ) гасіння електричної дуги здійснюється з використанням рідкого дугогасильного середовища, в якості якого найбільш широке використання отримала трансформаторна олива. Однак, з урахуванням сучасного розвитку апаратобудування, для формування систем електропостачання оливні вимикачі поступово замінюються на більш ефективні вакуумні та елегазові конструкції.

За принципом дії дугогасного пристрою (ПД) вони діляться на пристрої:

- з автодутьтям – це коли газооливна суміш переміщається завдяки енергії, що утворюється від електричної дуги;
- з оливним дутьтям – це коли спеціальні гідравлічні механізми подають оливу під тиском до місця роз'єднання контактів;
- з гасінням в оливі магнітним способом.

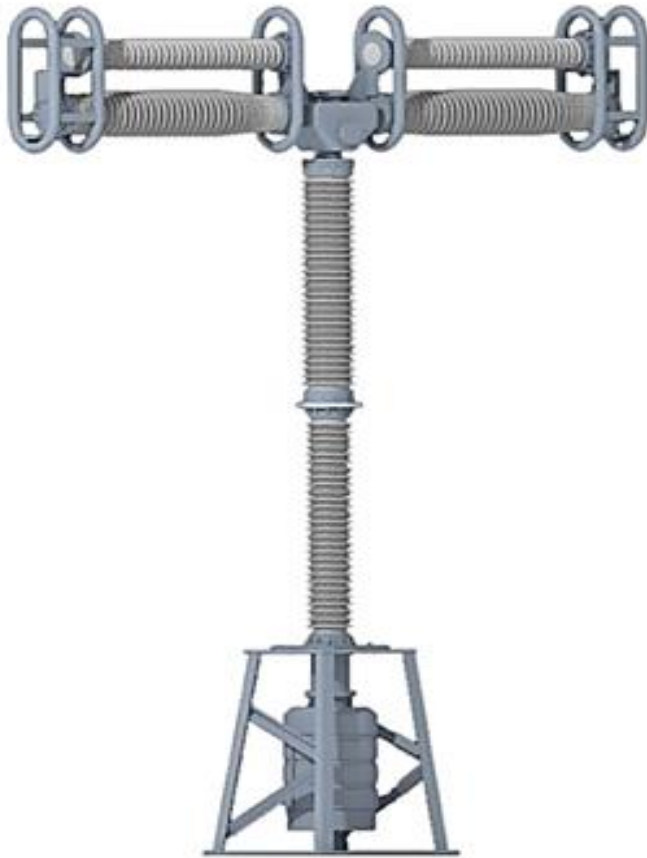


Рисунок 9.22 – Елегазовий колонковий вимикач серії ВГП-500 [81]

Всі оливні вимикачі поділяються на дві групи:

– бакові вимикачі, в яких трансформаторна олива використовується як для гасіння дуги, так і для забезпечення необхідного рівня ізоляції. Такі конструкції використовуються на класи напруг 35 кВ, 110 кВ та 220 кВ для спеціального призначення;

– малооливні вимикачі, в яких трансформаторна олива використовується тільки для гасіння дуги. Такі конструкції використовуються на напругу 10 кВ. Однак існують спеціальні

конструкції, що розраховані на класи напруги 35, 110 та 220 кВ, але їх струми вимикання суттєво обмежені. Структурні схеми, конструкції та особливості масляних вимикачів наведені у [2, 41, 46, 47, 60, 81].

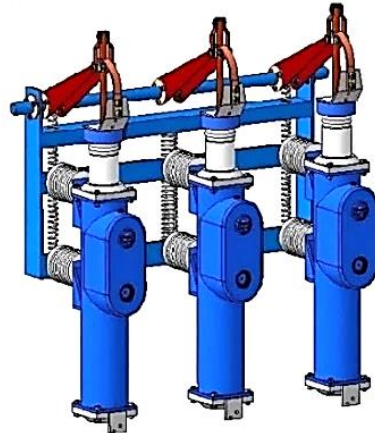
Баковий вимикач – це один або декілька великих баків з трансформаторною оливою, в яких відбувається гасіння дуги при відключенні ОВ.

Баковий вимикач конструктивно складається з наповнених трансформаторною оливою баків, системою контактів та блоку керування. Гасіння дуги відбувається безпосередньо у баку (баках). Олива в баку, крім гасіння дуги, виконує функцію ізолюючої речовини. Баківі вимикачі можуть мати як ручний, так і автоматичний привід.

Такі типи вимикачів переважно використовуються у розподільчих установках 35...220 кВ, найчастіше мають великі габарити та встановлюються на відкритих підстанціях [2, 41, 46, 47, 60].



а



б

Рисунок 9.23 – Оливні вимикачі серій МКП-110 (*а*) та ВМГ -10 (*б*)

На рис. 9.23 зображено: шість порцелянових ізоляторів проходять наскрізь через кришку ОВ та закінчуються мідними дужками. Останні є нерухомими робочими контактами. Рухомі контакти розміщені на траверсі, а у рух їх приводить ізолююча тяга. Магнітний вимикач увімкнений за умови знаходження траверси у верхньому положенні. У цей момент пружина стиснута, а контакти замкнені. Вимикач з'єднаний із клямкою, яка утримує його у включеному положенні. При відключенні клямка вивільняється, пружина розтискається, контакти розмикаються. При цьому на кожному полюсі ланцюг розмикається у двох точках. Утворюється дуга, що горить трохі більше 0,1 с.

Головним елементом конструкції оливного вимикача є ПД, який працює за принципом автодугтя. Процес гасіння дуги протікає у такій послідовності. Дуга, що виникає у ПД, руйнує трансформаторну оливу на складові: водень – 60 %, ацетилен – 20%, метан – 12 % тощо. У зоні горіння дуги підвищується тиск, і при переміщенні контактів створюються умови для виходу паро-газо-оливної суміші по каналам дугтя. Цій потік охолоджує та подовжує стовп дуги, через що зростає її опір і в подальшому – гасіння. При цьому розрізняють такі види дугтя: поздовжнє, поперечне, зустрічно поперечне та комбіноване.

ПД має вигляд набору ізоляційних дисків з отворами різної конфігурації. Диски з'єднані між собою ізоляційними шпильками у визначеній послідовності. Отвори в дисках утворюють вертикальні та горизонтальні канали для забезпечення дугтя. У сучасних малооливних вимикачах, наприклад типу ВК – 10, ПД розташовано у верхній частині ізоляційного корпусу. Такі конструкції використовують для комплектації комірок КРУ [2]. Даний тип вимикачів є одним з найпростіших за конструкцією та в експлуатації, невибагливих і недорогих.

9.7 Електромагнітні вимикачі

В умовах відносно низьких напруг (до 20 кВ) та невеликих потужностей, що комутуються, використання повітряних та масляних вимикачів не ефективно. У цьому діапазоні використовують електромагнітні вимикачі, головними перевагами яких є такі : вони не

потребують трансформаторної оливи або стислого повітря та відповідних господарств; простота конструкції [2, 41, 46, 47, 69, 81].

Головним недоліком електромагнітних вимикачів є обмежена здатність до вимикання. Тому такі конструкції використовуються на номінальні напруги (6...20) кВ та струми вимикання до 40 кА. Структурна схема електромагнітного вимикача показана на рис. 9.24. Принцип дії електромагнітного вимикача полягає в тому, що при впливі магнітного поля на дугу вона подовжується і направляєється в ПД вузько щілинного типу, де, тісно взаємодіючи зі стінками камери (діаметр дуги значно перевершує ширину щілини $d_d > \delta_{щ}$, див. рис. 9.25), вона охолоджується, опір дуги зростає і вона згасає. Умови гасіння дуги в вузько щілинному ПД виявляються значно легшими, ніж в інших типах вимикачів.

На сталевій рамі 13 (див. рис. 9.24) за допомогою ізоляторів 12 укріплені дугогасна камера 14 і котушка магнітного дуття 11 з магнітними полюсами 10, які охоплюють камеру з боків (показані штриховими лініями). Рухомий контакт 2 обертається на опорному ізоляторі 1 за допомогою ізоляційної тяги 18. Вимикач має головний 3 і дугогасильні 5, 6 контакти. Залежно від призначення функції їх є різними: головний контакт служить для проведення струму у включеному стані і має срібні накладки для зниження перехідного опору; дугогасний – забезпечує режим комутації і армований дугостійкою металокерамікою 7. При розмиканні дугогасних контактів 5, 6 дуга, що виникає між ними, під впливом електродинамічних сил переміщається вгору. По мірі розвитку дуги на рисунку показані різні етапи її проміжного становища (А, Б, В, Г, Д, Е). Нерухомий контакт 6 є відділеним від дугогасного рогу 9 ізоляційним проміжком, необхідним для того, щоб котушка магнітного дуття 11 включалася за допомогою провідного зв'язку 8 лише в момент переходу основи дуги на дугогасний риг 9 (ділянка дуги Е шунтується котушкою магнітного дуття 11). Пройшовши етапи послідовного гасіння дуги А-Е-Б-В-Г-Д в магнітному полі, утвореному котушкою магнітного дуття, зв'язком 16 і дугогасним рогом 15, дуга набуває дуже великі лінійні розміри (до 2 м), що призводить до необхідних умов для її гасіння.

Варто зазначити, що при відключенні невеликих струмів (десятки ампер) електродинамічні сили на початковому етапі

розвитку дуги недостатні для її входження в ПД. Для усунення цього недоліку є авто пневматичний пристрій 17. Поршень його пов'язаний з рухомих контактом 2, що призводить до викиду струменя стиснутого повітря по трубці 4 авто пневматичного пристрою на контактну поверхню нерухомого дугогасного контакту 6, і полегшує умови переходу дуги на дугогасний ріг 9.

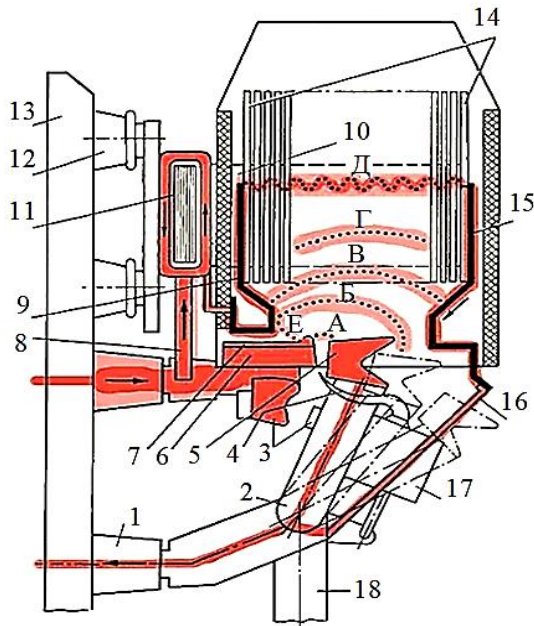


Рисунок 9.24 – Структура електромагнітного вимикача [2]

У вузькій щілині зріз дуги деформується з круглого у еліпс, зростає площа дотику з керамічною пластиною, підвищується відвід тепла від стовпа дуги. На практиці ширина щілини обирається не меншою за 2 мм. Для сучасних вимикачів швидкість переміщення дуги у вузькій щілині складає порядку 100 м/с. Головні чинники дугогасіння – це охолодження стовпа дуги у вузькій щілині (домінуючий), яке забезпечуються умовою, що ширина щілини

повинна бути менш, ніж діаметр стовпа дуги; механічне здовження стовпа дуги.

Для зменшення розмірів ПД щілина має вигляд зигзагу. Процес гасіння дуги в щілинній дугогасній камері ПД електромагнітного вимикача показано на рис. 9.25.

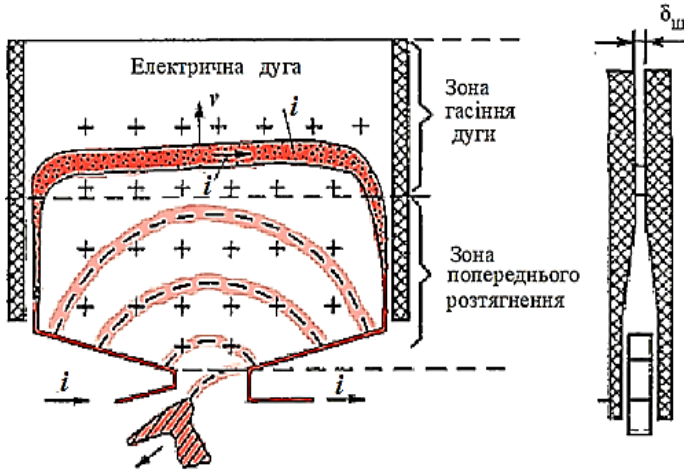


Рисунок 9.25 – Структура та процес гасіння дуги у ПД вузько щілинного типу [2]

Головні чинники дуги гасіння це охолодження стовпа дуги у вузькій щілині (домінуючий), яке забезпечуються умовою, що ширина щілини повинна бути менш, ніж діаметр стовпа дуги; механічне здовження стовпа дуги. Для зменшення розмірів ПД щілина має вигляд зигзагу.

Існує велика кількість типів електромагнітних вимикачів. Відносно конструктивних особливостей їх можна поділити на два види, це апарати малої та середньої потужності та апарати великої потужності [2, 41, 46, 47, 81]. Апарати малої та середньої потужності мають наступні особливості:

- ПД має плоску щілину з однаковою шириною по всій її довжині, і ширина щілини складає 2 мм;
- комутуючі контакти мають форму рогу (див. рис. 9.24) для розділення головної поверхні та поверхні дугогасіння;

- дуга має форму півкола, довжина дуги може досягати 2 м;
- котушка магнітного дуття проводить струм навантаження у тривалому режимі експлуатації.

Головний недолік таких конструкцій – це підвищені розміри, вони використовуються на напругу до 3 кВ і відносно невеликі струми вимикання.

Апарати середньої та великої потужності мають такі особливості:

- ПД лабіринтно-щілинного типу. Керамічні пластини мають ребра змінної висоти, які входять у пази іншої пластини внаслідок чого дуга має зигзагоподібну форму. Ширина щілини поступово зменшується по мірі віддалення від контактів;

- котушка магнітного дуття вмикається у коло навантаження тільки у момент комутації для зменшення електричних втрат у тривалому режимі протікання струму;

- після ПД розміщуються грати полум'я гасіння у вигляді декілька ізольованих мідних або сталевих пластин. Вони використовуються для охолодження іонізованих газів та зниження звукового ефекту при спрацьовуванні;

- для підвищення ефективності ПД у зоні вимикання малих струмів (наприклад, холостого ходу трансформатора) магнітна система має коротко замкнутий виток. У цьому випадку при зменшенні струму магнітний потік відстає від струму, що підвищує індукцію у магнітній системі при підході струму до нуля.

9.8 Механізми вимикачів

Механізм вимикача складається із сукупності елементів, які забезпечують необхідні зміни положення рухомого контакту та інших частин апарату у процесі спрацьовування. Характерними елементами механізму є тяги, важелі, шарніри, осі, вали, пружини тощо. Приклад механізму малооливного вимикача приведено у [2, 47]. Головною особливістю механізмів вимикачів є те, що вони передають рух у невеликих межах від упору до упору, що створює великі механічні та ударні навантаження.

Розрізняють такі види механізмів: приводний, який створює рухаючи силу; передаточний; виконуючий (наприклад, контактна

система відповідного типу); фіксатори положення, які утримують механізм у заданому положенні; буферно-протиударний механізм, що зменшує механічні навантаження та інші [2].

Основними частинами привода є: механізм вмикання; механізм запирання (защіпка), який утримує вимикач у ввімкненому стані; механізм розчеплення, який звільняє защіпку при вимиканні

Приводні механізми мають такі різновиди:

а) електромагнітний постійного струму – це броньовий електромагніт соленоїдного типу, який діє на систему важелів, що зводить пружину для вимикання та вмикання вимикача. Перевагами такі х механізмів є простота конструкції та висока надійність експлуатації. Недоліками є наявність джерела постійного струму (акумуляторні батареї), підвищені витрати міді та зменшення швидкодії внаслідок перехідних процесів у електромагніті;

б) пневматичний механізм – їхня компоновка подібна електромагнітним, але замість електромагніту використовують пневмоциліндр з поршнем. Перевагами такі х механізмів є постійність та легкість регулювання характеристик приводу та можливість отримання великих зусиль та пересувань. Недоліками є необхідність підігріву в умовах низьких температур та наявність пневмогосподарства;

в) пружинні механізми заводяться за допомогою редуктора від електродвигуна або електромагніту. Конструктивно ці механізми можуть використовуватися як для окремих елементів, так і для апарата в цілому;

г) електродвигунові механізми використовуються у випадку, коли не потрібна велика швидкодія апарату. Головними перевагами є можливість отримання великих зусиль та великої кількості комутаційних положень;

д) комбіновані, наприклад, електродвигунно-пружинні механізми;

е) ручні механізми використовують для робіт по налагодженню та випробуванню апаратів.

Серед *передаточних механізмів* найбільш широке використання отримали: важильно-шарнирні плоскі, кулачкові, миттєвої дії або стрибаючі механізми.

Серед виконуючих механізмів найбільш широке використання отримали механізми комутуючих контактів; механізми пересування повзункових контактів, наприклад реостати, здавачі положень, пристрої вимірювання струму та напруги та ін.; механізми пересування клапанів.

Фіксатори положення використовують для утримання механізму у заданому положенні. Найбільш широке використання отримали фіксатори засувного типу, наприклад: жорстко керована фіксація, або пружинна некерована фіксація. Характерним представником цього виду механізмів є оперативні блоківки, які повинні запобігти:

- вмикання вимикача, відокремлювача, роз'єднувача на увімкнуті заземлюючі ножі;
- вмикання заземлюючих ножів на частини електричної схеми, яка не відокремлена роз'єднувачами.

За конструктивним виконанням блокування можуть бути:

- механічні безпосередньої дії. Використовуються в елементах КРУ для запобігання переміщення висувного елемента при увімкнутому вимикачі та ін.;
- електромагнітні, які використовуються у розподільчих пристроях зі складними схемами і складаються з ключа та замка;
- електромеханічні, які використовуються для простих схем електричних з'єднань, наприклад, у КРУ.

Буферно-протиударні механізми повинні задовольняти такі м вимогам:

- поступово знижувати швидкість руху частин апарату від моменту початку праці буфера до повної зупинки механізму;
- поглинати кінетичну енергію рухомих елементів;
- не змінювати величину гальмуючого моменту при змінненні параметрів оточуючого середовища, наприклад, температури, вологості та ін.

Найбільш широке використання в конструкціях вимикачів отримали такі види механізмів:

- пружинні механізми, які отримали найбільш широке використання у всіх видах вимикачів внаслідок простоти конструкції;

– пневматичні механізми, перевагами яких є простота та надійність в експлуатації, а недоліком – важкість регулювання характеристик;

– гідравлічні механізми, які використовуються у оливнонаповнених вимикачах, недоліком яких є складність конструкції, перевагою – висока можливість регулювання.

Приклад такої конструкції показано на рис 9.26.

У конструкціях елегазових вимикачів в гідравлічних приводних пристроях (ГПП) зарубіжних фірм поширення набули *гідравлічні силові приводні механізми*.

Приводний механізм зображений в положенні, коли контакти вимикача розімкнені. Контактна система вимикача 7 з'єднана ізоляційною тягою зі штоком 10 поршня 11, що знаходиться в циліндрі 3.

Простір А над поршнем 11 постійно заповнений рідиною під високим тиском і з'єднаний каналом 8 з пневмогідроакумулятором 9, а каналом 1 – з простором зліва від тарілки 18. Сталість високого тиску в пневмогідроакумуляторі 9 підтримується системою живлення від малопотужної насосної станції (на рисунку не показано). Простір Б під поршнем 11 пов'язаний з пневмогідроакумулятором низького тиску 12. Пристрій керування складається з тарілки 18 і клапана скидання 15, жорстко пов'язаних між собою і з поршнем 14 за допомогою штока 17.

При подачі команди на включення гідросигнал, що надходить по каналу 13, пересуває рухому частину пристрою керування справа наліво. Причому тарілка 18 відходить від сідла, а тарілка клапана скидання 15 притискається до сідла 16. Рідина, що знаходиться під високим тиском, надходить в простір Б під поршнем 11. По обидва боки поршня 11 тиск швидко вирівнюється. Але через те, що площа поршня знизу більше за площу зверху на площу штока, то поршень починає підніматися, здійснюючи включення вимикача. Незадовго до підходу поршня 11 до кінцевого положення бокова поверхня поршня перекриває вхідний отвір в канал 4. Тепер рідина, що знаходиться під високим тиском, надходить в канал 1 і простір під поршнем 11 через канал 6 і регульований дросель 5. Регулюванням дроселя можна змінювати тиск над цим поршнем, а отже, плавно зменшувати швидкість його руху в кінці ходу.

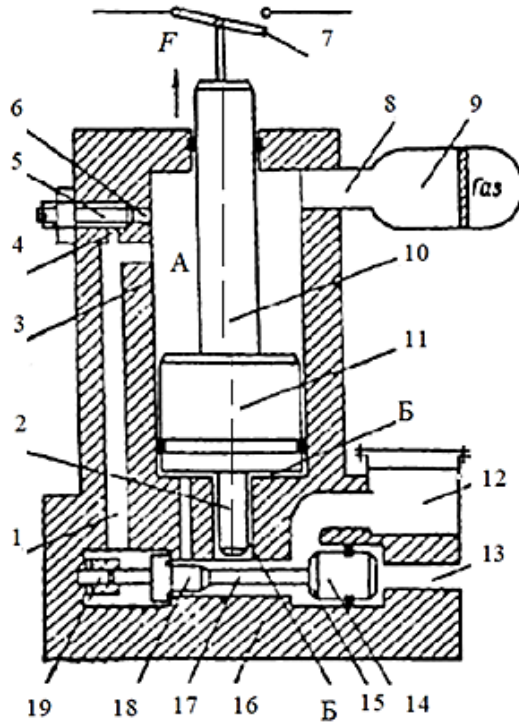


Рисунок 9.26 – Структура силового приводного гідравлічного механізму для електричного вимикача

В кінцевому положенні поршня 11 тиск з обох його сторін вирівнюється, і він утримується в цьому положенні через різницю робочих площ. Гальмування рухомої системи в пристрої керування здійснюється одночасно з переміщенням хвостовика 18 в об'ємі 19.

При подачі сигналу на відключення скидається тиск рідини праворуч від поршня 14. Тоді клапан скидання переміщується зліва направо, випускаючи рідину з простору Б в сливну систему з пневмогідроакумулятором низького тиску 12. Тарілка 18 сідає на своє сидло і припиняє доступ рідини, що знаходиться під високим тиском, з каналу 1 в простір Б під поршнем 11. Тиск під поршнем 11 зменшується, і він опускається, здійснюючи відключення вимикача. Гальмування поршня 11 при його підході до відключеного положення здійснюється завдяки зменшенню поперечного перерізу каналу, по

якому олива з простору Б впливає в систему низького тиску (шток 2 на етапі гальмування входить в канал Б, сильно зменшуючи його поперечний переріз) [96].

9.9 Гібридні вимикачі

Вченим шведсько-швейцарської компанії АВВ вдалося розробити високовольтний вимикач постійного струму, який поєднує у своєму пристрої дві силові конструкції: елегазову та вакуумну [72, 75, 81].

Він отримав назву гібридного (HVDC) та використовує технологію послідовного гасіння дуги відразу у двох середовищах: гексафториду сірки (SF6) та вакууму. Для цього зібрано наступний пристрій (рис. 9.27).

На верхню шину гібридного вакуумного вимикача підводиться напруга, а з нижньої елегазової шини – знімається.

Силові частини обох комутаційних пристроїв з'єднані послідовно та керуються своїми індивідуальними приводами. Щоб вони одночасно працювали, створено пристрій керування синхронізованих координатних операцій, який передає команди на керуючий механізм з незалежним живленням по оптоволоконному каналу.

Завдяки застосуванню високоточних технологій розробникам конструкції вдалося досягти узгодженості дій виконавчих механізмів обох приводів, що укладається в проміжок часу менше однієї мікросекунди. Керування вимикачем реалізується блоком релейного захисту, під'єданого через ретранслятор до лінії електропередавання.

Гібридний вимикач дозволив значно підвищити ефективність складових елегазових та вакуумних конструкцій за рахунок використання їх спільних характеристик. При цьому вдалося реалізувати переваги перед іншими аналогами, а саме:

- здатність надійно відключати струми КЗ при високовольтній напрузі;

- можливість невеликого зусилля для проведення комутацій силових елементів, яка дозволила значно зменшити габарити і, відповідно, вартість всього обладнання;

- доступність виконання різних стандартів для створення конструкцій, що виконують роботу у складі окремого вимикача або компактних пристроїв на одній підстанції;
- здатність усувати наслідки швидко зростаючої напруги, що відновлюється;
- можливість формування базового модуля для роботи з напругою до 145 кіловольт і більшою.



Рисунок 9.26 – Гібридний вимикач [75]

Відмінна риса конструкції – здатність розривати електричне коло за 5 мілісекунд, що практично неможливо виконувати силовими пристроями інших конструкцій.



Рисунок 9.27 – Гібридний вимикач, встановлений в Харшита Сети, Шивани Ашра, Сукрити Лал

У гібридному вимикачі початковий пік напруги, що відновлюється, падає у вакуумному переривнику, а наступні більш високі піки приймає елегазовий переривник. При такій конструкції і елегазовий переривник, і вакуумний переривник допомагають один одному. Здатність вакуумного переривника витримувати різке зростання напруги, що відновлюється, знижує тиск газу SF₆ в елегазовому переривнику. Тому можна зробити висновок, що здатність переривання струму гібридного вимикача вище, ніж у елегазового вимикача. У майбутньому, гібридний вимикач може

стати помітною альтернативною елегазовому вимикачу при значно високих напругах.

Гібридний пристрій вимикача було відзначено в числі десяти найкращих розробок за версією технологічного огляду МТІ (Массачусетського технологічного інституту).

Подібними дослідженнями займаються інші виробники електротехнічного обладнання. Вони теж досягли певних результатів. Але компанія АВВ випереджає їх у цьому питанні. Її керівництво вважає, що під час передачі електроенергії змінного струму відбуваються її великі втрати. Їх значно можна знизити, використовуючи кола високовольтної постійної напруги.

9.10 Вибір вимикачів

Як вже було раніше зазначено, вимикачі в залежності від застосовуваних у них дугогасного та ізолюючого середовища поділяються на оливні, повітряні, елегазові, вакуумні та вимикачі з магнітним гасінням дуги.

У мережах 6...20 кВ застосовуються малооб'ємні оливні вимикачі, вимикачі з магнітним гасінням дуги, вакуумні та елегазові. В якості генераторних вимикачів потужних блоків і синхронних компенсаторів застосовуються також повітряні вимикачі.

На напруги 35...220 кВ застосовуються малооб'ємні оливні вимикачі при граничних струмах відключення 25...40 кА, а також елегазові та вакуумні вимикачі.

У мережах 110 кВ і 220 кВ знаходять застосування також повітряні вимикачі із струмом відключення від 50 кА до 63 кА. У мережах 330 кВ і вище застосовуються повітряні та елегазові вимикачі. Основні характеристики вимикачів, що випускаються вітчизняною та зарубіжною промисловістю наведені в [47, 59, 61, 77, 79, 81, 118]. При виборі вимикачів, а також іншого обладнання, необхідно прагнути до однотипності, що спрощує їх експлуатацію.

Вимикачі вибирають згідно з [2, 5, 46, 47, 69, 123]:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (9.1)$$

де $U_{\text{уст}}$ – це напруга установки;
 – за номінальним струмом

$$\begin{aligned} I_{\text{норм}} &\leq I_{\text{ном}}, \\ I_{\text{макс}} &\leq I_{\text{ном}}, \end{aligned} \quad (9.2)$$

по здатності, що відмикає.

По ГОСТ 687-78Е здатність вимикача відмикати характеризується наступними параметрами:

а) номінальним струмом відмикання $I_{\text{відм. ном}}$ у вигляді діючого значення періодичної складової струму, що відключається;

б) допустимим відносним вмістом аперіодичної складової в струмі відключення $\beta_{\text{н}}$, %;

в) нормованими параметрами перехідної відновлювальної напруги (ПВН).

Номінальний струм відключення $I_{\text{відм. ном}}$ і $\beta_{\text{н}}$ віднесені до моменту припинення дотикання дугогасних контактів вимикача τ . Час τ від початку короткого замикання до припинення дотикання дугогасних контактів визначають за формулою

$$\tau = t_{\text{з.мін}} + t_{\text{вл.відм}} \quad (9.3)$$

де $t_{\text{з.мін}} = 0,01\text{с}$ – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{\text{вл.відм}}$ – власний час відмикання вимикача (за каталогом) [2, 5, 41, 46, 47, 59, 61, 123].

Номінальний струм відключення $I_{\text{відм. ном}}$ заданий у каталогах або довідниковій літературі на вимикачі [2, 5, 41, 46, 47, 72, 77, 79, 123].

Допустимий відносний вміст аперіодичної складової (нормована асиметрія номінального струму відключення) у струмі, що відключається

$$\beta_{\text{н}} = \frac{i_{\text{а.ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{відм.ном}}} \cdot 100, \quad (9.4)$$

де $i_{a.ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, що відключається в момент розмикання дугогасних контактів, для часу τ .

β_H задано ГОСТом у вигляді кривої $\beta_H = f(\tau)$, наведеної на рис. 16.1, або визначається за каталогами.

Якщо $\tau > 0,09$ с, приймається $\beta_H = 0$. Насамперед проводиться перевірка на симетричний струм відключення за умовою

$$I_{п.τ} \leq I_{відм.ном}, \quad (9.5)$$

де $I_{п.τ}$ – діюче значення періодичної складової струму короткого замикання для часу τ , яка визначається розрахунком.

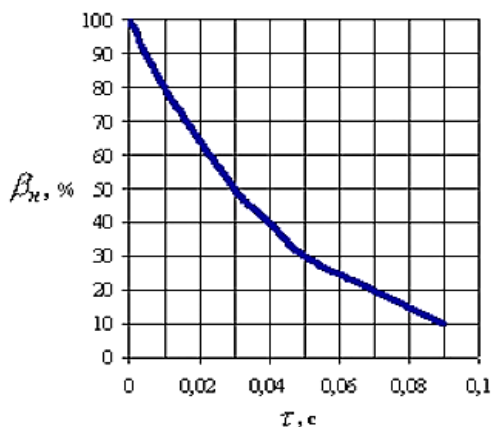


Рисунок 9.28 – Нормовані дані аперіодичної складової

Потім перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання $i_{a.τ}$ в момент розбіжності контактів τ за умовою

$$i_{a.τ} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{відм.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100} \quad (9.6)$$

Якщо умова $I_{п.т} \leq I_{відм.ном}$, виконується, а $i_{а.т} > i_{а.ном}$, то о допускається перевірку за відкмикаючою здатністю проводити по повному струму короткого замикання:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{відм.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right). \quad (9.7)$$

Відмикаюча здатність вимикача визначається струмом відключення $I_{відм.ном}$, який записується до його паспортних показників. В якості $I_{відм.ном}$ вказується найбільше значення діючого значення періодичної складової струму, яку успішно відключає дугогасний пристрій першого гасної фази трифазного вимикача за умови, що напруга відновлювання на міжконтактному проміжку відповідає нормованому її значенню. Нормовані значення перехідної відновлюваної напруги (НПЗН) в даний час визначені ГОСТ 657-78 і наводяться, наприклад, в [2, 3, 41, 47, 69] у вигляді координат точок, що огинають НПЗН, та допустимих значень швидкостей відновлення напруги залежно від номінальних напруг вимикачів та співвідношення між фактичним та номінальним струмами відключення. Для правильного вибору вимикача, відповідно, потрібно знати та порівнювати з паспортним значенням не тільки розрахунковий струм короткого замикання у місці його встановлення, але й відповідну цьому струму відновлювальну напругу.

Процес відновлення напруги в мережах у разі відсутності шунтувальних дугогасних проміжків вимикача опорів зазвичай має коливальний характер, за їх наявності, як правило, експоненціальний.

Для визначення параметрів напруги, що відновлюється, необхідно розробити схему заміщення електроенергетичної системи, в якій обраний вимикач повинен бути поставлений в найбільш важкі розрахункові умови. Теорія та методичні підходи до визначення параметрів схеми заміщення наведені, наприклад, у [2, 50, 68]. Приклад перевірки вимикачів за здатністю відключати представлений в Додатку А.

Перевірка здатності, що включає, проводиться за умови

$$i_y \leq i_{вмик}; \quad I_{п.0} \leq I_{вмик}, \quad (9.8)$$

де i_y – ударний струм короткого замикання в колі вимикача; $I_{п.0}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в колі вимикача;

$I_{\text{вмик}}$ – номінальний струм вмикання (діюче значення періодичної складової);

$i_{\text{вмик}}$ – найбільший пік струму вмикання (за каталогом).
Заводами-виробниками дотримується умова

$$i_{\text{вмик}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{вмик}}, \quad (9.9)$$

Де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт, нормований для вимикачів.

Перевірка за двома умовами необхідна тому, що для конкретної системи k_y може бути й більше за 1,8.

Електродинамічна стійкість вимикача задається номінальним струмом електродинамічної стійкості у вигляді двох значень: діючого значення граничного наскрізного струму короткого замикання $I_{\text{пр.скр}}$ та амплітудного значення граничного наскрізного струму короткого замикання $i_{\text{пр.скр}}$, що визначаються за каталогами або довідниками.

Зазначені струми пов'язані між собою таким співвідношенням

$$i_{\text{пр.скр}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{пр.скр}} = 2,55 \cdot I_{\text{пр.скр}}, \quad (9.10)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт, нормований для вимикачів.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за умовами

$$I_{п.0} \leq I_{\text{пр.скр}} = I_{\text{дин}}, \quad (9.11)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скр}} = i_{\text{дин}}, \quad (9.12)$$

де $I_{п.0}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в колі вимикача;

i_y – ударний струм короткого замикання в тому ж колі;

$I_{\text{дин}}, i_{\text{дин}}$ – нормативні струми, електродинамічна складова.

Необхідність перевірки за двома умовами пояснюється тим, що для конкретної системи розрахункове значення k_y може бути більше за 1,8, зазначеного ГОСТом для вимикачів.

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим пульсом струму короткого замикання:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (9.13)$$

де B_k – тепловий імпульс з розрахунку;

$I_{\text{тер}}$ – граничний струм термічної стійкості за каталогом;

$t_{\text{тер}}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом.

Приводи до високовольтних вимикачів вибираються за каталогом відповідно до типу вимикача. При цьому необхідно враховувати, що приводи на оперативному постійному струмі вимагають встановлення акумуляторної батареї або пристроїв, які її замінюють. Номінальні дані вимикачів наведені у [2, 5, 32, 41, 46, 47, 59, 72, 77, 79, 81, 117, 123].

9.11 Запитання для самоконтролю

9.11.1 Яке призначення високовольтних вимикачів в системах електропостачання?

9.11.2 Основні критерії вибору комутаційних електричних апаратів?

9.11.3 Опишіть структуру та принцип дії повітряного вимикача.

9.11.4 Назвіть переваги та недоліки повітряного вимикача.

9.11.5 Призначення та види клапанів керування.

9.11.6 Призначення $R_{\text{ш}}$ та $C_{\text{ш}}$ в конструкціях комутаційних апаратів.

9.11.7 Призначення та види клапанів керування.

9.11.8 Види гасіння дуги в елегазі та їх особливості.

9.11.9 Структура та принцип дії елегазового ПД.

9.11.10 Структура та принцип дії мало масляного вимикача.

9.11.11 Види приводних механізмів та їх особливості.

9.11.12 Назвіть основні частини конструкції вакуумного вимикача.

9.11.13 Поясніть принцип гасіння дуги в вакуумному вимикачі.

9.11.14 Назвіть основні переваги вакуумних вимикачів у порівнянні з іншими типами вимикачів.

9.11.15 Пояснити види контактів, що використовують у вакуумних вимикачах.

9.11.16 Опишіть принцип дії електромагнітного вимикача.

9.11.17 Особливості конструкцій електромагнітних вимикачів на мали та великі струми

9.11.18 Від яких факторів залежить швидкість гасіння дуги?

9.11.19 Назвіть переваги та недоліки електромагнітного вимикача.

9.11.20 Що таке гібридний вимикач, його переваги та недоліки?

9.11.21 З яких головних блоків складається схема гібридного вимикача?

10 РЕКЛОУЗЕРИ

Реклоузер 10 кВ – високовольтний електротехнічний пристрій комутації на основі вакуумного вимикача, що використовується у повітряних мережах високовольтної ЛЕП для захисту лінії у разі виникнення навантаження та наступного автоматичного запуску системи. Вони підвищують стабільне забезпечення споживачів електроенергією та знижують фінансові витрати на обслуговування лінії. Додатковою функцією агрегату зовнішньої стовпової установки є моніторинг параметрів електромережі та облік електроенергії. Пристрій розрахований на експлуатацію повітряних ліній електропередавання зазвичай напругою 10 кВ, частотою струму 50...60 Гц [88, 113, 114, 115].

Стандарт IEEE 37.100-1992 дає наступне визначення: «Реклоузер – це автономний пристрій, що використовується для автоматичного відключення та повторного включення кола змінного струму за попередньо заданою послідовністю циклів відключення та повторного включення з подальшим поверненням у вихідний стан, збереженням включеного положення або блокуванням».

Частіше є визначення реклоузера як автоматичного пункту секціонування повітряних (комбінованих) електричних мереж 6...10 кВ, що складається з шафи високовольтної апаратури з вакуумним комутаційним модулем (високовольтний модуль – ВМ), вбудованої системи вимірювання струмів та напруги, а також шафи керування з мікропроцесорною системою РЗА (низьковольтний модуль – НМ).

Пристрій є комутуючим і виконує функцію автоматичного секціонування повітряних або комбінованих ліній електропередавання. Основним елементом пристрою є вакуумний вимикач, який дозволяє автоматично відмикати та повторно вмикати кола змінного струму за заздалегідь встановленим алгоритмом. Він захищає ЛЕП від навантажень та коротких замикань (рис. 10.2). Пристрій дозволяє здійснювати моніторинг, облік характеристик, а також параметрів електромереж.



Рисунок 10.1 – Малогабаритний розподільний пристрій для аналізу роботи мережі повітряних ЛЕП та захисту ліній від аварійних ситуацій [113]

У виробників у назві серій реклоузерів є такі позначення ПСС, що в свою чергу розшифровується пункт секціонування стовпового типу. Наприклад, ПСС-10 – це пункт секціонування стовпового типу напругою 10 кВ.

Існують такі види пристроїв:

- ПСС-10 – комутує ПЛ у нормальному режимі, вимикає та вмикає пошкоджені ділянки мережі при виникненні аварійних ситуацій;
- ПСС2-10 – є розширеною версією виробу першого типу, оснащений АВР, є апаратом з двостороннім живленням;
- ПССУ-10 – наділений функцією комерційного обліку електричної енергії у прямому та зворотному напрямку, контролює перевищення ліміту заданої потужності споживачем.

Приклад умовного позначення пристрою напругою 10 кВ з номінальним струмом відключення 12,5 кА, номінальним струмом 630 А, кліматичного виконання У1 ППС-10-12.5/630 У1.

Проте реклоузер не тільки захищає електромережі від перевантажень, а також має свого роду «розум». Залежно від

налаштувань релейного або мікропроцесорного захисту автоматичний пункт секціонування при аваріях самостійно робить кілька спроб відновлення електропостачання та надсилає повідомлення оператору. «Інтелектуальні можливості» приладу дозволяють скоротити кількість виїздів оперативних бригад, тим самим здешевити обслуговування електромережі.

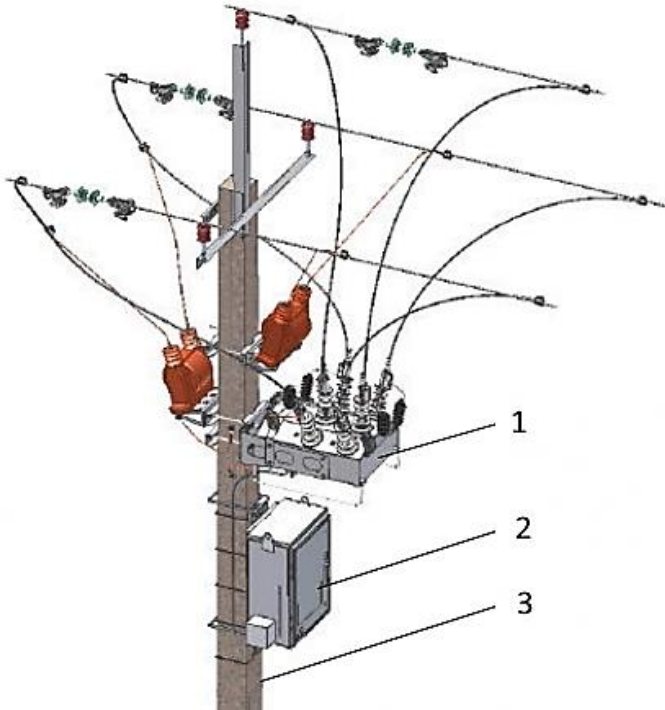


Рисунок 10.2 – Конструкція вакуумного реклоузера стовпового типу 10 кВ [115]:

- 1 – високовольтний модуль (ВМ);
- 2 – низьковольтний модуль (НМ);
- 3 – опора ЛЕП.

Реклоузери відносяться до класу установок, що не обслуговуються, які автономно працюють без присутності людини

протягом багатьох років. Тому його встановлюють на об'єкти, що розташовані у важкодоступних та віддалених районах (рис. 10.3).



Рисунок 10.3 – Реклоузер 10 кВ [88, 115]

Призначення реклоузерів 10 кВ є наступним:

- для підвищення надійності ліній електропередавання 10 кВ
- забезпечення захисту електротехнічного обладнання на відгалуженні мережі;
- автоматична локалізація пошкоджень та подання резервного живлення;
- секціонування ліній з одностороннім та двостороннім живленням;
- технічного та комерційного обліку енергії;
- мережеве резервування повітряних ліній;
- плавлення ожеледиці.

Стандартним складом реклоузера 10 кВ є наступні пристрої:

- високовольний та низьковольний модулі;
- монтажний комплект установки, з'єднувальний кабель;
- кільце ручного відключення, роз'єм для підключення з'єднувального пристрою;
- додаткові опції на вимогу замовника.

За наявності функцій дистанційного керування через канали зв'язку можлива реалізація:

- дистанційного моніторингу, керування та діагностики вакуумного вимикача, основних налаштувань обладнання, уставок захисту, параметрів мережі;
- отримання повідомлень про позаштатну ситуацію (спрацьовування захисту, відчинення дверцят, перехід оперативного живлення на резервне тощо);
- обмеження перевищення заявленої потужності з боку споживача.

Конструктивно вакуумний реклоузер виконаний у вигляді двох модулів (високовольтного та низьковольтного), з'єднаних між собою сполучним кабелем [88, 113, 114, 115, 117].

Високовольтний модуль пункту секціонування складається з вакуумного вимикача, блоку трансформаторів (датчиків) струму та напруги, трансформатора власних потреб.

Для організації струмових захистів застосовуються трансформатори (датчики) струму, які встановлюються на прохідних ізоляторах. Для контролю напруги та організації оперативного живлення використовуються трансформатори (датчики) напруги. Можливе встановлення виносного трансформатора власних потреб (ТВП) для організації оперативного харчування.

Низьковольтний модуль вакуумного реклоузера складається з елементів автоматики та керування високовольтним модулем. Пристрій мікропроцесорного (релейного) захисту забезпечує контроль та відключення лінії в аварійних режимах. Блок безперебійного живлення та керування (ББЖК) призначений для живлення основних вузлів та ланцюгів керування, заряду ємнісного накопичувача та акумуляторної батареї, а також можливості керування вакуумним вимикачем у ручному режимі.

Найчастіше живлення всіх систем реклоузерів здійснюється від трансформаторів власних потреб, які знижують напругу ПЛ до 220 В. Оперативне відключення вакуумного вимикача можна виконати вручну, потягнувши за кільце, яке розташоване на нижній стінці високовольтного модуля ВМ.

Пристрої бувають двох типів: з одностороннім або двостороннім живленням. Цей параметр залежить від схеми організації

електропостачання: кільцевої, магістральної (простий або подвійний), радіальної. Вироби дозволяють автоматизувати мережі 6...10 кВ, або 35 кВ. Допускається експлуатація за температурних значень зовнішнього повітря від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Реклоузер зовні має вигляд компактною металевою шафи, всередині якої вмонтовано електротехнічне обладнання [88, 113, 114, 115, 117]:

- високовольтний комутаційний модуль (ВМ) – складається з вакуумного вимикача, трансформаторів струму, напруги та потреб;
- низьковольтна шафа керування (ШК) – включає мікропроцесорний пристрій захисту та автоматики (струмовий захист і струмове відсікання, захист від однофазних замикань);
- кабелі сполучення – для передачі сигналів від ВМ до ШК та назад.



Рисунок 10.4 – Конструкція реклоузера

10.1 Монтаж та встановлення реклоузерів

Автоматичний пункт секціонування (реклоузер) встановлюють на опори повітряних ліній електропередавання, тому що він має невеликі габарити і відносно малу вагу. При виборі місця встановлення враховується конфігурація електромереж та частота аварійних випадків на конкретній ділянці. Переважно прилади

монтуються на трасах, що мають відгалуження, через що і виникає необхідність розподілу ПЛ на секції, резервування та переходу живлення від одного джерела до іншого. Пристрої розташовуються на ЛЕП на відстані від 8 км до 10 км, що дозволяє збільшити надійність постачання споживачів окремих ділянок електроенергією.

Монтажні роботи здійснюються кваліфікованим персоналом за допомогою підйомного механізму та/або «кігтів». Металеву шафу закріплюють на стовпах рамами, якими виробники укомплектовують продукцію, зазвичай стійки кріплення виробляються під конкретний тип опор [88, 113, 114, 115].

Практика експлуатації мереж показує, що близько 80% пошкоджень у мережах є не стійкими та самоусуваються протягом кількох секунд. Причинами подібних пошкоджень є схлестування проводів, торкання проводів гілками дерев, перекриття ізоляторів внаслідок грозових впливів, птиці та тварини тощо.

Оскільки реклоузер – це автономний пристрій і призначений для відключення та подальшого повторного включення кола (автоматичне повторне включення – АПВ), то було визначено, що відключення та подальше автоматичне включення лінії при нестійкому пошкодженні призводять до усунення причини, отже, виключають тривалі перерви електропостачання.

Останніми роками, у зв'язку з децентралізацією електропостачання, мережеві компанії почали масово вимагати від споживачів електричної енергії установки реклоузерів на відпайках (на межах балансової належності мереж), і через це виник великий попит на недорогі реклоузери. В даний час компактні та прості у використанні реклоузери, що встановлюються на одній або двох опорах ЛЕП, випускаються багатьма підприємствами країн світу.

10.2 Алгоритм роботи реклоузера

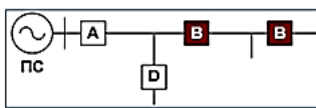
Алгоритм роботи реклоузера є наступним. Трансформатори струму, встановлені у високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі керування [88, 113, 114, 115].

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм у лінії (а також, можливо, інші параметри) із заданими уставками. Якщо

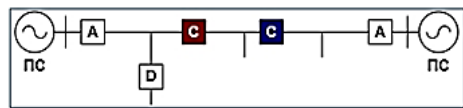
поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг. Але на цьому робота реклоузера не закінчується.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал повторного вмикання (автоматичне повторне включення – АПВ). Якщо несправність на лінії після відключення не самоусунулася, з трансформаторів струму на термінал знову приходить «тривожний сигнал», і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів залежно від налаштувань реклоузера. Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал у диспетчерський пункт та чекає на приїзд ремонтної бригади, яка усунувши несправність на лінії, вручну вмикає реклоузер.

Реклоузери встановлюються на магістральну ділянку. У разі пошкодження найближчий до нього реклоузер відключає нижчу ділянку мережі. Це підвищує надійність електропостачання споживачів поблизу центру живлення.



Одностороннє живлення
(радіальна лінія)



Двостороннє живлення
(кільцева лінія)

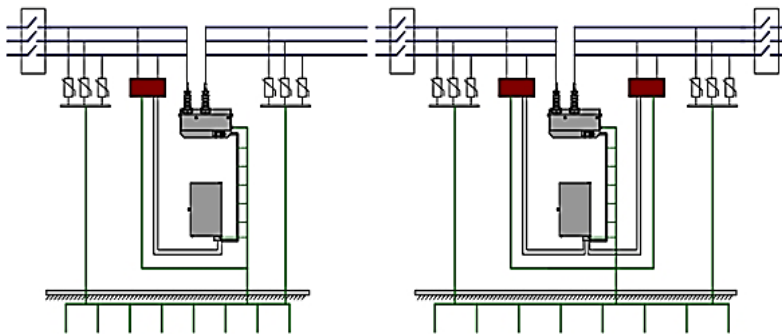


Рисунок 10.5 – Схема підключення до лінії [114]

Для секціонування радіальної лінії з двостороннім живленням на додаток до реклоузерів на магістралі встановлюються реклоузери в якості пункту АВР, тим самим здійснюється контроль напруги на цьому пункті і використовуються спрямовані захисти. У разі пошкодження на будь-якій ділянці мережі АВР буде обмежено двома найближчими апаратами, тим самим споживачі непошкоджених ділянок зможуть зберегти своє живлення.

Для автоматизації лінії достатньо встановити від 3-х до 5-ти реклоузерів. Застосування автоматичних реклоузерів дозволить досягти зниження недовідпускання електричної енергії кінцевим замовникам, підвищити рівень надійності електропостачання. Реклоузери дозволяють скоротити час пошуку та локалізації пошкодження на ділянці лінії електропередавання.

На сьогоднішній день на ринку представлена велика кількість різних марок реклоузерів різних виробників.

Варто зазначити, що є три основні групи реклоузерів:

- реклоузери на спеціалізованих датчиках струму та напруги, основна риса яких є багата функціональність, мінімальні габарити і досить висока ціна;

- реклоузери ПСС-10 на традиційних трансформаторах струму, які майже вдвічі перевищують реклоузери першої групи за масою та габаритами, але в той же час практично вдвічі дешевші;

- реклоузери ПССУ-10 із функцією обліку електроенергії (серед яких зустрічаються різні варіанти маркування, наприклад, ПССУ – пункт секціонування стовповий з урахуванням електроенергії або ПУС – пункт обліку та секціонування. На відміну від звичайного ці реклоузери з функцією обліку електроенергії мають у своєму складі трансформатори напруги, що дозволяє облік електроенергії).

Розглянемо реклоузери АСР виробництва Hughes Power System (Швеція), зображені на рис. 10.6.

Вакуумний вимикач (ВВ) OVX надійно ізолюється вбудованим роз'єднувачем для підвищення індивідуальної безпеки під час експлуатації. Пристрій має малу вагу, більшість деталей виконані з немагнітної нержавіючої сталі преміум класу «морський», яка практично повністю запобігає електрохімічній корозії. Полюси та ізолятори виконані з епоксидного та силіконового каучуку.

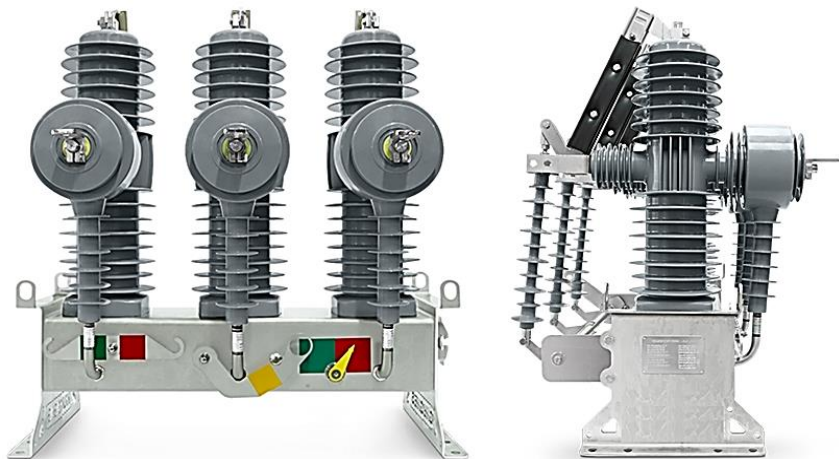


Рисунок 10.6 – Реклоузер 6...40 кВ АСР виробництва Hughes Power System (Швеція) [114]

Серії компонентів модуля вакуумного вимикача (МВВ) є елементами модульної системи для легкого складання вимикачів за різних кваліфікованих рішень. Основою є модуль вакуумного вимикача, який може відповідати декільком опціям. Опція повітряного роз'єднувача та перемикача заземлення не можуть бути об'єднані на одному МВВ.

Роз'єднувач забезпечує видимий розрив всіх трьох фазах для додаткової безпеки і синхронізований з вакуумним вимикачем, та не може бути відкритим або закритим, коли закритий вакуумний вимикач. Заземлювач синхронізований з вакуумним вимикачем і не може бути закритий, коли вакуумний вимикач закритий.

Модуль вакуумного вимикача може бути не оснащений або оснащений двома або трьома фазовими трансформаторами струму з різною пропорцією обмотки в кілька шарів.

Крім трансформаторів фазового струму, існує також трансформатор струму нульової послідовності (ТТНП) для вимірювання та виявлення екстремально низьких струмів землі. Він підходить для всіх мереж із ізольованою нейтраллю. Це рішення дає

безпечно виявлення низьких екстремальних струмів землі, тому що ТТНП поєднує в собі всі три фази в одній обмотці.

Серія ACR призначена для використання на повітряних розподільчих лініях, у розподільчих підстанціях та як сучасний будівельний блок для інтелектуальних мереж (Smart grid).

У захисне реле FTU вбудовано багато мікропроцесорів та цифрових сигнальних процесорів для виняткової продуктивності. Крім функцій захисту, в блок FTU також вбудовані функції пристрою реального часу для спрощення інтеграції зі SCADA, а також додатково вбудовані послідовний протокол DNP3, послідовні протоколи TCP/IP та IEC 60870-5-101 та протокол обміну сигналами IEC 60870-5-104 TCP/IP та MODBUS serial /IP.

Вакуумний вимикач та FTU можуть працювати як у складних Smart Grid, так і самостійно.

Другим прикладом розглянемо реклоузер марки GVR Recloser 15...38 кВ (Чехія), зовнішній вигляд якого зображено на рис. 10.7. Вакуумний зовнішній вимикач серії GVR використовуються у розподільчих мережах ВН.



Рисунок 10.7 – Реклоузер зовнішній вигляд вимикача GVR Recloser [113]

Надійність та екологічність цих пристроїв під час експлуатації досягається за рахунок нового патентованого однокотушкового магнітного приводного механізму, який дозволяє керувати вимикачем GVR незалежно від напруги ВН, а також його можна випробовувати в будь-якому складальному цеху. Він має екологічне вимикання у вакуумі, за якого не виникають продукти горіння, легкий алюмінієвий корпус, який дозволяє спростити монтаж GVR. Гумові прохідні ізолятори EPDM витримують навмисні uszkodження та недозволену маніпуляції обладнанням. Широке використання комплектуючих знижує кількість деталей конструкції.

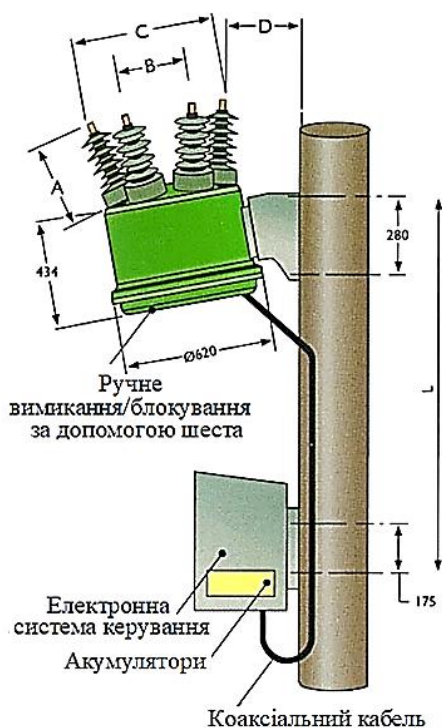


Рисунок 10.8 – Високовольтний модуль електричного реклоузера GVR Recloser [113]

Наповнений елегазом вимикач серії GVR з вакуумними камерами є комбінацією високо надійного вимикання електродуги у вакуумі та керованого середовища високою діелектричною міцністю елегазу SF₆, який знаходиться в компактному корпусі. Елегаз SF₆ використовується лише як ізоляція, причому не виникає небезпека токсичних газів напіврозпаду при виникненні електродуги. Термін служби апарату набагато більший, ніж цього вимагають норми ANSI та MEK.

Електромагнітний привод має стабільні експлуатаційні параметри, вимикач має невелику кількість рухомих елементів. Матеріал, що використовується в конструкції, має ретельну обробку, наприклад прохідні ізолятори EPDM, випробувані в середовищі соляних парів на поверхневі струми та ерозію згідно з нормою MEK 1109, або постійні магніти з матеріалу неодіміум – залізо-бір, використані в механізмі приводу.

Вимикач серії GVR встановлюється на опорі або трансформаторній підстанції і ним можна керувати як автономним вимикачем, до нього необхідно мати додаткове джерело живлення, або як обладнання, встановлене в розподільчих автоматичних системах. Завдяки використанню систем керування та захисту вимикач серії GVR можна використовувати в системах закритого контуру та в системах з великим перевантаженням у разі падіння частот.

Вимикачі не вимагають технічного обслуговування до 10 років, або до 10 000 операцій відключення.

Основні технічні характеристики елегазового реклоузера GVR Recloser (Чехія) наведені в таблиці 10.1, а в таблиці 10.2 – основні розміри прохідних ізоляторів реклоузера [113].

На рис. 10.9 показано основні складові реклоузера GVR Recloser, які є наступними:

1 – прохідні ізолятори EPDM із силікону з алюмінієвим або мідним осердям, виготовлені як одна деталь, з можливістю вставки ємнісних роздільників напруги;

2 – трансформатори струму встановлені всередині шафи та ємнісні дільники напруги, встановлені у прохідних ізоляторах з двох сторін вимикача;

Таблиця 10.1 – Основні технічні характеристики елегазового реклоузера GVR Recloser (Чехія)

Серія реклоузера	GVR15	GVR27	GVR38
Максимальна напруга системи, кВ	15,5	27	38
Номінальний струм, А	630	630	630
Струм відмикання, кА	6/12,5	12,5	8
Номінальна напруга, що витримується при атмосферному імпульсі, кВ	110	125(150)	150 кВ (внутрішня) 170 кВ (зовнішня)
Номінальна 1-но хвилинна короткочасна змінна напруга промислової частоти, що витримується			
Сухо, кВ	50	60	70
Дощ, кВ	50	50	60
Номінальний тиск елегаза приблизно	атмосферний	атмосферний	0,3 бару (надлишок)
Кількість циклів відмикання	10 000	10 000	10 000
Вага, кг	145	145	155

Таблиця 10.2 – Основні розміри прохідних ізоляторів реклоузера [113]

Напруга	Поверхневі розміри	A	B	C	D
27 кВ	830 мм	369	286	571	298
38 кВ	1178 мм	469	3123	623	272

3 – алюмінієвий корпус з полегшеною литою дошкою, для кріплення використовуються нержавіючі болти з гумовими прокладками;

4 – тарілкова мембрана, що використовується для перепуску надлишкового тиску в корпусі, який відповідає нормі МЕК 298 А, забезпечує найвищий рівень безпеки;

5 – механічний показчик положення перемикачання (0 / 1) має оглядове вікно, яке можна контролювати візуально з землі;

6 – ручне вимкнення та блокування за допомогою жердини з гаком;

7 – тримач трифазного вакуумного гасіння, механізм магнітного керування та важіль приводу відлиті та складаються з однієї частини;

8 – однокотушковий магнітний привод (осердя електромагніту), що утримується постійним магнітом у включеному або вимкненому положенні, має живлення від акумулятора.

Принцип дії однокотушкового магнітного приводу, який забезпечує надійне вимкнення при будь-якому стані акумулятора та при ручному вимиканні, проілюстровано на рис. 10.10.

При вмиканні вимикача GVR котушка приводу притягнута в одному напрямку (рис. 10.10, б). У зворотному напрямку відбувається вимикання вимикача тим, що відбудеться блокування фіксуючої сили.

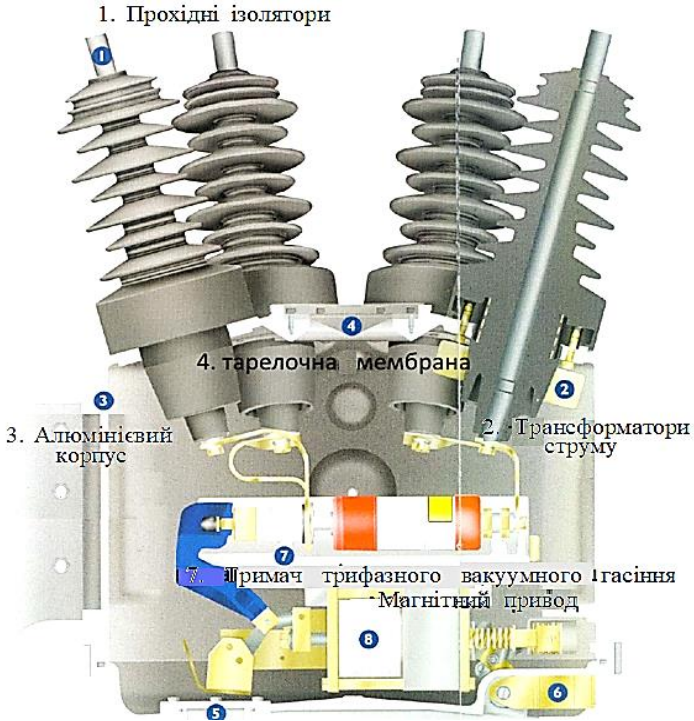


Рисунок 10.9 – Основні частини високовольтного модуля реклоузера GVR Recloser [113]

Бістабільна конструкція керування забезпечує пересування осердя котушки в положенні «ВИМКНЕНО» (рис. 10.10, *a*) до моменту, коли струм в електромагніті підвищиться для вмикання вимикача. Як тільки стримувальна сила послабиться (рис. 10.10, *б*), вимикач ввімкнеться (рис. 10.10, *в*) завдяки акумульованій енергії в електромагніті.

Вимкнення відбувається в такій послідовності. Електромагніт притягується у зворотному напрямку (рис. 10.10, *г*) таким чином, щоб ослабла утримуюча сила магніту, привод розблоковується. Вимкнення виконується та підтримується за рахунок енергії, акумульованої в контактних пружинах вимикання під час вмикання, і не залежить від напруги джерела живлення при електричному

вимиканні, і на швидкості вимкнення оператора при ручному (мануальному) вимкненні. Енергія, що необхідна для вимкнення, становить лише 1/30 від енергії, необхідної для включення.

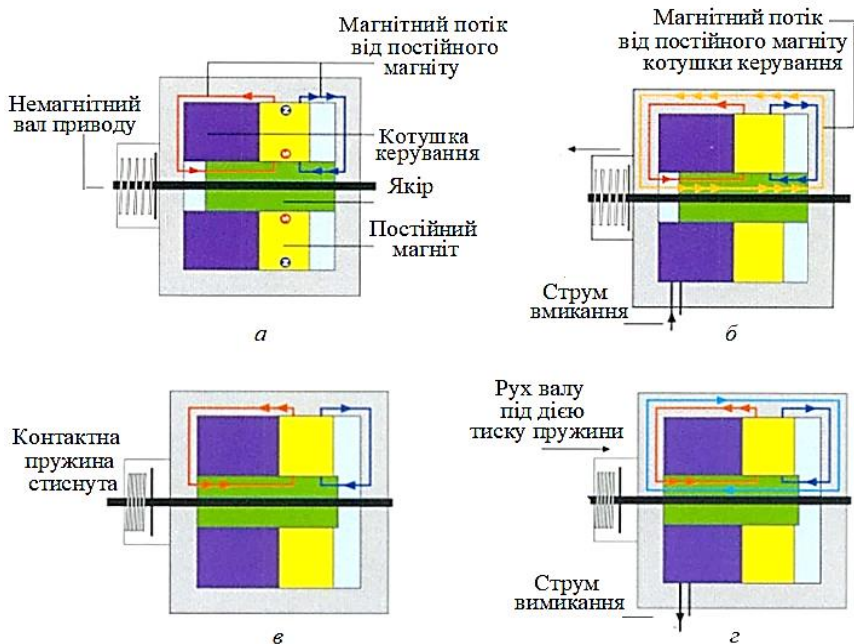


Рисунок 10.10 – Принцип дії однокотушкового магнітного приводу

Вакуумні реклозери виробництва Siemens (Vacuum Recloser 3AD) 3AD поєднують у собі новітні технології у вакуумній комутації та електронному управлінні. Вони спроектовані для зовнішнього використання відповідно до стандартів повторного включення IEEE C37.60 та IEC 62271-111 [66, 114].

Реклозер складається з двох основних компонентів: комутаційного блоку і контролера як захист і пристрій керування, який розташований всередині відсіку керування, а також містить електроніку та допоміжні схеми. Вони використовуються в повітряних лініях і на підстанціях. Так само, як і автоматичні вимикачі, вони здатні перемикають нормальні та аварійні струми. Вони

оснащені датчиками і контролером, як пристроєм захисту та контролю.

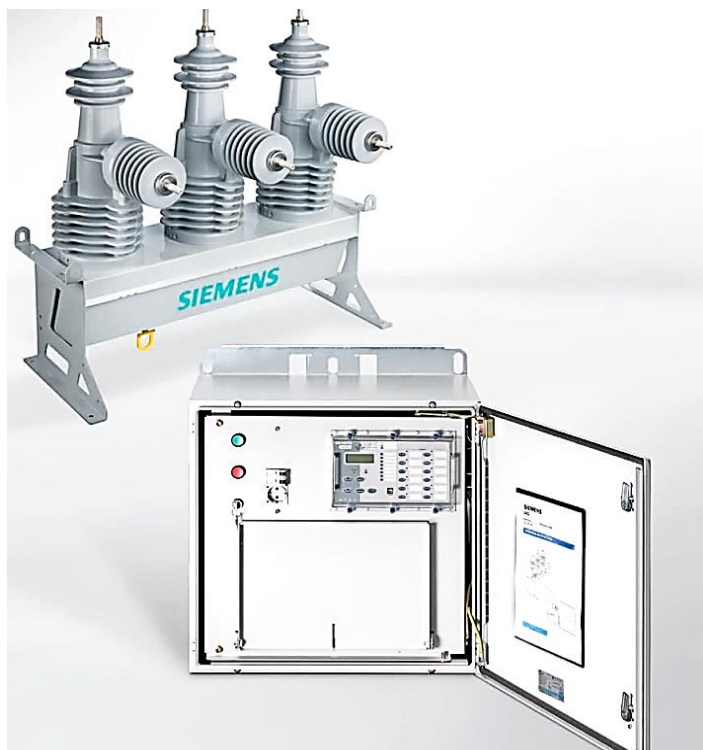


Рисунок 10.11 – Вакуумний трифазний реклоузер 38 кВ з блоком керування та контролером виробництва Siemens (Vacuum Recloser 3AD) [114]

У разі тимчасової несправності лінії вони можуть спрацювати та повторно замикатися до чотирьох разів, таким чином уникаючи тривалих переривань у мережі. Як зовнішні пристрої вони монтуються на опорі або конструкції та піддаються впливу зовнішнього середовища та погоди. Широке тестування поза стандартом повторного вмикання довело їх придатність для застосування в різних кліматичних умовах для забезпечення тривалого терміну служби.

Цикл повторного включення забезпечується у разі несправності мережі, пристрій повторного вмикання відмикається та повторно вмикається декілька разів. У разі тимчасових неполадок автоматика повторно вмикає, чим значно скорочує час простою.

Хоча параметри відмикання для кожної операції можна встановити окремо, оптимальний цикл повторного вмикання таких реклоузерів відбувається наступним чином [114].

Перші два переривання несправності встановлюються на миттєвий захист, щоб наступні запобіжники в системі не спрацювали. Після кількох циклів він знову закривається.

Наступні переривання мають захист із затримкою налаштування. Таким чином, нижче встановлені запобіжники на мережевих відгалуженнях мають можливість роботи та ізоляції ураженої ділянки мережі, відновлення нормальної роботи в головному фідері.

Контролер реклозера 3AD виконано на базі ARGUS-M сімейства реле захисту. Це забезпечує повну гнучкість для користувача налаштувати до п'яти відключень і чотирьох повторних замикань, кожне з яких з індивідуальним налаштування захисту для фази, землі та замикання з високим опором.

Вакуумний переривник Siemens забезпечує високу продуктивність і надійність і постійно вдосконалюється [114].

Кожний вакуумний переривник вбудований в тверду ізоляцію і виготовлений зі стійкої до атмосферних впливів циклоаліфатичної епоксидної смоли. Це забезпечується його дизайном, а також стійкістю до впливу навколишнього середовища. Вакуумний переривник встановлений вертикально всередині стовпа, що забезпечує тривалий термін служби. Кожен реклоузер оснащений вбудованим трансформатором струму. Для спрямованого захисту або вимірювання, резистивний датчик напруги також може бути вбудованим в полюс. Таким чином точність досягається набагато краще, ніж у ємнісних роздільниках.

Пристрої прийнято розділяти країною та компанії-виробнику. Основними виробниками переважно є такі:

- Wipac&Bourn (Англія);
- NuLec Industries (Австралія);
- Тавріда Електрик (Україна);
- Cooper Power Systems (США).

Отже, варто зазначити у підсумку, що всі типи реклоузерів розрізняють за типом релейного захисту та підтримкою наступних принципів роботи:

- захист мінімальної напруги;
- запобігання однофазним замиканням на землю;
- струмове відсічення;
- двоступінчастий максимальний струмовий захист;
- АПВ.

За типом типовиконання реклоузери бувають відкритими, закритими та у кліматичному виконанні.

Основні переваги використання реклоузерів:

- мінімальне обслуговування;
- можливість оперативної оптимізації роботи електромережі;
- простота монтажу, експлуатації;
- низькі витрати на обслуговування;
- можливість передачі даних оператору за допомогою сучасних методів (наприклад, за допомогою GSM-зв'язку);
- підвищення надійності енергопостачання, висока швидкість реагування на позаштатні режими роботи мережі.

10.3 Запитання для самоконтролю

10.3.1 Яке призначення реклоузерів в системах електропостачання?

10.3.2 Опишіть конструкцію реклоузера.

10.3.3 Основні критерії вибору реклоузерів?

10.3.4 Опишіть структуру та принцип дії основних складових реклоузера стовпового типу.

10.3.5 Назвіть переваги та недоліки реклоузерів.

11 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Для підвищення ефективності розробки, проектування і розміщення електричних підстанцій та інших електроенергетичних об'єктів на класи напруги (6...35) кВ зручно мати стандартні фрагменти електричних схем у вигляді окремих комірок, що виготовлені у заводських умовах.

Оскільки в ПУЕ надано визначення комплектної розподільної установки (КРУ) – це РУ, складена із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту та автоматики і сполучних елементів. Її призначено для встановлення в приміщеннях. Шафи або блоки поставляють у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді (див. розділ 1 та [52]), то в подальшому в цьому посібнику буде використовуватися скорочена аббревіатура комплектного розподільного пристрою як КРУ. Але назва «комплектний розподільний пристрій» пов'язана з певними нормативними документами та багатьма вітчизняними виробниками таких установок, наприклад, [18, 23, 24, 27, 42, 59, 60, 80, 85, 117, 123,]. Отже, в даному посібнику використовується назва комплектний розподільний пристрій (КРУ).

Розподільний пристрій (РУ) містить набір комутаційних апаратів, допоміжні пристрої релейного захисту і автоматики (РЗ і А), також засоби обліку і вимірювання. Отже, КРУ – це сукупність апаратів, що розміщені в металевому корпусі, що забезпечує функції комутації, розподілу, захисту, вимірювання та керування потоками електричної енергії [2, 6, 10, 18, 23, 24, 27, 40, 41, 42, 47, 52, 59, 80, 81, 90, 116].

Головні переваги КРУ – це прискорення вводу нових потужностей, підвищення надійності, підвищення безпеки обслуговування, зниження площі, об'єму та вартості КРУ, автоматизація процесу виготовлення. Для зменшення перерви в електропостачанні комірка КРУ зазвичай виконується з рухомих елементів, на якому розташовано вимикач або інше обладнання.

Якщо все або основне обладнання РП розташоване на відкритому повітрі, то він називається відкритим (ВРУ), або в разі його розміщенні в приміщенні – закритим (ЗРУ).

Розрізняють два види комірок, а саме розподільний пристрій, що складається з повністю або частково закритих шаф та блоків із вбудованими в них апаратами, пристроями захисту та автоматики, що поставляється в складеному або повністю підготовленому для складання вигляді називається комплектним і позначається для внутрішньої установки – КРУ, а для зовнішньої – КРУЗ.

В свою чергу вони мають два виконання [2]:

– з коридором керування (в цих конструкціях задні стінки шафи створюють задні стінки приміщення, а фасади шаф знаходяться у коридорі керування з дверима та дахом; в такому випадку рухомий елемент у ремонтному положенні знаходиться у металевому приміщенні);

– без коридору керування (в цьому випадку технічне обслуговування виконується тільки у гарну погоду, або за умови встановленням навісу від непогоди.

Електрична схема КРУ має дві основних складових: головні кола та допоміжні кола. В залежності від виду електричних схем головних кіл, вони поділяються на такі види: з вимикачами, наприклад, вводи, лінія, що відходить, секційний вимикач; з вимірювальними трансформаторами напруги; з силовими трансформаторами; зі статичними конденсаторами тощо.

Для різних видів комірок існують схеми головних кіл, кількість яких сягає 60 найменувань. Головним елементом, який визначає технічні дані та конструкцію комірки, є вимикач. Найбільш широке використання отримали наступні вимикачі: вакуумні (типи ВВ, ВВ/TEL, ВВ/TL), малооливні (типи ВК, ВКЕ), електромагнітні (ВЕ) та елегазові вимикачі.

Крім головних кіл існують схеми допоміжних кіл, які виконують функції релейного захисту, керування та сигналізації, вимірювань, блокування тощо.

Пристрої допоміжних кіл поділяється на такі групи:

– пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) з використанням електромеханічних реле, головними недоліками яких є підвищені габарити, недостатня надійність електромеханічних реле через вплив вібрацій, забруднення та інших, підвищена потужність споживання тощо, натомість головною перевагою є низька собівартість;

- напівпровідникові пристрої на інтегральних мікросхемах (типу ЯРЕ). Особливостями конструкцій є живлення від джерела постійного струму, конструктивно складається з окремих плат, які за допомогою штепсельних роз'ємів закріплені у спеціальні касети. Це дає можливість набором плат виконати різні схеми пристрою. В сучасному виробництві такі системи вже не використовують;
- мікропроцесорні пристрої та системи різної модифікації (типу МРЗА).

11.1 Конструкції КРУ

Розподільні пристрої типу КРУ являють собою шафу, розділену на кілька відсіків: трансформаторів струму і кабелю, що відходить, збірних шин, викочування частина і відсік вторинних кіл. Основою комірки КРУ є сталевий каркас, до якого закріплюється обладнання, який має стінки та перегородки зі сталевих листів, що забезпечують локалізацію електричної дуги у випадку її виникнення внаслідок аварійної ситуації (рис. 11.1).

Комірка шафи поділяється на чотири функціональні відсіки, як показано на рис. 11.2. Особливостями відсіку А (відсік збірних шин) є наступне:

- при виникненні електричної дуги на шинах, вона під впливом електродинамічних зусиль переміщується вздовж шин з великою швидкістю та руйнує внутрішнє обладнання, а задля усунення цього використовуються шини з елементами твердої ізоляції у вигляді склотканини, яка покрита епоксидною смолою;
- в якості матеріалу шин використовується алюміній, а мідь згідно з ПУЕ – для великих струмів (більше 1 кА) та для тропічного виконання;
- площа перерізу шин є прямокутною з округленими кутами або округла (на класи напруги 35 кВ) для вирівнювання електричного поля і покращення умов роботи ізоляції.

Особливостями відсіку В, в якому розміщено викотну (або висувну) частину з вимикачем, є такі:

- в ньому розташована висувна частина, на який розміщено вимикач зі штепсельними роз'ємами (втичні роз'єднувачі), або інші елементи. Види вимикачів: вакуумні, елегазові, малооливні,

електромагнітні, вимикачі навантаження, вакуумні контактори та інші;



Рисунок 11.1 – Структура комірок КРУ [2, 81, 117]

- гази, які виходять з вимикача, або виникають внаслідок внутрішнього К.З., мають вільний вихід в атмосферу за допомогою спеціальних газоходів та захисних клапанів;
- для зменшення небезпечності вибуху усі допоміжні системи винесені у інші відсіки;
- для усунення деформацій та руйнувань стін комірки при надмірному тиску використовують пружинні клапани зниження тиску;
- вимикач встановлено на рухомій частині, яка дозволяє виводити його сумісно з приводом із шафи. Підключається вимикач у коло за допомогою втичних роз'єднувачів. Існує блокування

механізму викочування та вимикача, яке запобігає викочуванню рухомої частини при замкнених контактах вимикача.

Пристрої типу КРУН типу К-59 використовуються для прийому і розподілу електричної енергії змінного трифазного струму напругою 6 кВ і 10 кВ в мережах із ізольованою або заземленою через реактор нейтраллю. У тому числі застосовуються у розподільних трансформаторних підстанціях, включаючи блокові трансформаторні підстанції 35/6-10, 110/6-10 та 110/35/6-10 кВ.

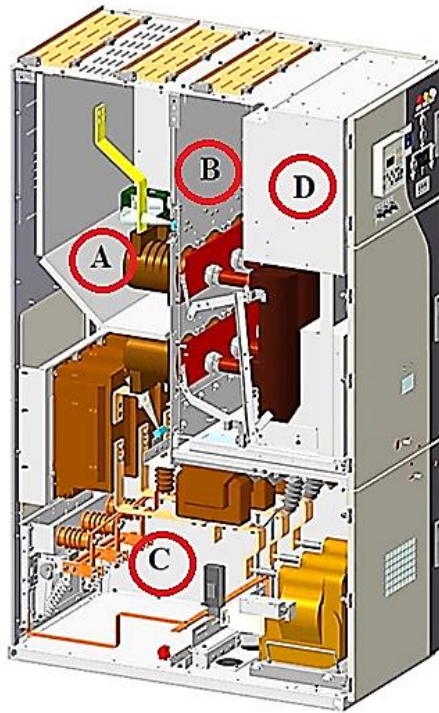


Рисунок 11.2 – Структура комірки КРУ, виконана у вигляді шафи, поділеної на чотири функціональні відсіки [116]:

- А – відсік збірних шин (головні кола);
- В – відсік комутаційного апарату (головні кола);
- С – відсік приєднання (головні кола);
- Д – відсік допоміжних кіл (кола низької напруги).

Для Вашого уявлення конструкції КРУ можна подивитися відео за посиланням https://www.youtube.com/watch?v=37VLXb_w5NY.

Рухома частина КРУ має три положення:

а) робоче положення, коли втичні роз'єднувачі ввімкнені;
б) проміжне положення, коли роз'єднувачі вимкнені, але кола вторинної комутації та керування приводом ввімкнені, ізоляційні шторки відокремлення закриті;

в) у вимкненому положенні (коли всі кола вимкнені) вимикач може бути виведений з комірки для ревізії або ремонту;

– кола керування підключаються за допомогою роз'ємних контактних з'єднань;

– замість вимикача на рухомій частині можуть встановлюватися трансформатор напруги, реактор, запобіжники та інше обладнання.

У відсіку С (кабельні приєднання, трансформатори струму тощо) можуть встановлюватися такі елементи:

– лінійні шини з відгалуженнями та прохідними ізоляторами;

– кабельні вводи з елементами кріплення;

– пристрій заземлення, вмикання якого неможливо при ввімкненому вимикачі за рахунок блокування;

– трансформатори струму та напруги з литою ізоляцією, які виконують функції вимірювання та захисту. Перевагами литої ізоляції є вибухо- та пожеже безпечність, невеликі габарити та будь-яке положення відносно землі, мінімальні витрати на обслуговування.

Кожний відсік шафи КРУ є ізольованим один від одного для забезпечення безпеки під час обслуговування та експлуатації обладнання. Частина викочування шафи залежно від призначення може бути укомплектована або вимикачем, або трансформатором напруги, або розрядниками (ОПН), або трансформатором власних потреб, або разом в залежності від головної електричної схеми КРУ.

Загально прийняте поділення комплектних розподільних пристроїв на КРУ (рис. 11.3, а) та КСО, тобто з одностороннім обслуговуванням (рис. 11.3, б), у класі напруг 6...10 кВ сформувало стереотип їх сприйняття. Це стосується способу встановлення вимикача – стаціонарне розміщення, як правило, відносить шафу в категорію КСО, а установка на елементі викочування зараховує їх до КРУ. Те саме стосується локалізаційної здатності шаф, тобто здатності локалізувати відкрите дугове замикання з максимальним

струмом короткого замикання в межах одного відсіку, яку вважають властивістю виключно шаф КРУ, оскільки традиційні КСО в основному не сегреговані. Тому у більш-менш відповідальних застосуваннях намагаються встановлювати саме шафи КРУ з викочуванням, адже на КСО навіть вимоги профільного нормативного документа ГОСТ 14693-90 не поширюються.

Але все ж таки з появою сучасних вакуумних вимикачів, рівень надійності яких на порядок перевищує показники апаратів старих типів, робити складну конструкцію для їхньої швидкої заміни, необхідність якої, швидше за все, не виникне за весь термін служби, як мінімум, не виправдано. Чи на багатьох підстанціях, які мають КРУ існує реальна можливість швидкої заміни апарату, тобто підтримується реальний резерв запасних частин елементів викочування? У більшості випадків їм надається перевага у зв'язку з кращою захищеністю порівняно з класичними КСО, а також локалізаційною здатністю, яка забезпечує безпеку персоналу та знижує збитки від дугових замикань.

Висувний елемент відносно корпусу шафи може займати робоче, контрольне (роз'єднане) чи ремонтне положення. У робочому положенні головні та допоміжні ланцюги замкнені, у контрольному – головні кола розімкнені, а допоміжні – замкнені (у роз'єданому останні розімкнені), у ремонтному – висувний елемент знаходиться поза корпусом шафи, а її головні та допоміжні ланцюги є розімкненими. Зусилля, необхідне для переміщення висувного елемента, має перевищувати 490 Н (50 кГс). При викочуванні висувного елемента отвори до нерухомих роз'ємних контактів головного кола автоматично закриваються шторками (рис. 11.3, а).

Струмопровідні частини КРУ виконуються, зазвичай, шинами з алюмінію або його сплавів; а за великих струмах допускається застосування мідних шин, при номінальних струмах до 200 А – сталевих. Монтаж допоміжних кіл провадиться ізольованим мідним проводом перетином не менше $1,5 \text{ мм}^2$, приєднання до лічильників - дротом перерізом $2,5 \text{ мм}^2$, паяні з'єднання – не менше $0,5 \text{ мм}^2$. З'єднання, що зазнають вигинів і кручення, виконуються, як правило, багатожильними проводами. Гнучкий зв'язок допоміжних ланцюгів стаціонарної частини КРУ з висувним елементом здійснюється за допомогою штепсельних роз'ємів.

Шафи КРУ, а також заземлювальні ножі повинні задовольняти вимогам щодо електродинамічної та термічної стійкості до наскрізних струмів короткого замикання.

Для забезпечення вимог щодо механічної стійкості регламентовано кількість циклів, які мають витримувати шафи КРУ та їх елементи: роз'ємні контакти головних та допоміжних ланцюгів, висувний елемент, двері, заземлюючий роз'єднувач. Кількість циклів включення та відключення вбудованого комплектуючого обладнання (вимикачі, роз'єднувачі тощо) приймається відповідно до ПУЕ [52].

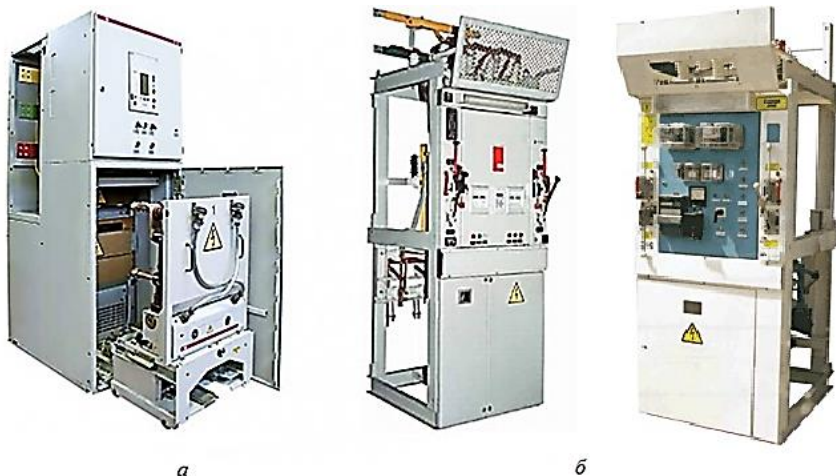


Рисунок 11.3 – Загальний вид комплектних розподільних комірок пристроїв КРУ (а) та КСО (б) у класі напруг 6-10 кВ [42, 80, 117]

Для безпеки шафи КРУ забезпечуються рядом блокувань. Після викочування висувного елемента всі струмопровідні частини головних кіл, які можуть опинитися під напругою, закриваються захисними шторками. Ці шторки та огорожі не повинні зніматися чи відкриватися без допомоги ключів чи спеціальних інструментів.

У шафах КРУ стаціонарного виконання передбачається можливість встановлення стаціонарних або інвентарних перегородок задля відокремлення частин обладнання, що знаходяться під напругою. Не допускається використовувати для заземлення болти, гвинти, шпильки, що виконують роль кріпильних деталей. У місця заземлення має бути напис «земля» або знак заземлення.

Вид шафи КРУ визначається схемою головного кола КРУ. Основним електричним апаратом, що визначає конструкцію шафи, є вимикач, причому застосовуються як малооливні, електромагнітні, вакуумні та елегазові вимикачі. Схеми вторинних кіл надзвичайно різноманітні та повністю поки що не уніфіковані.

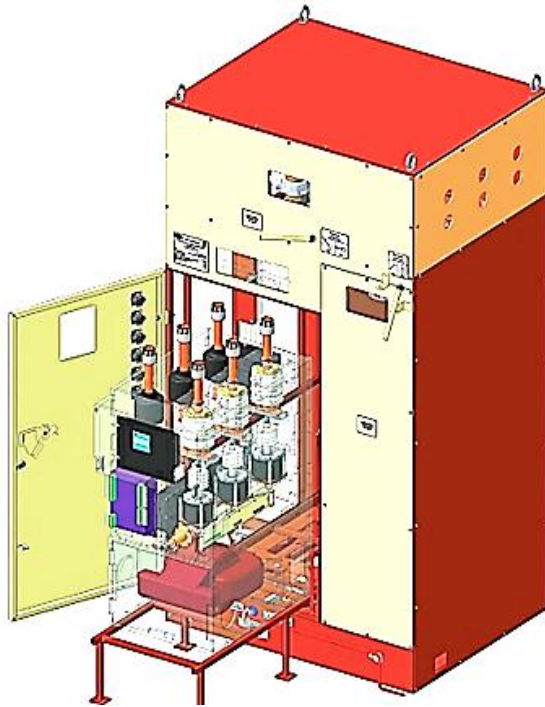


Рисунок 11.4 – Комплексний розподільний пристрій КРУ 6/10-УХЛ5-ВВ з висувним елементом виробництва компанії Energy X Components (EXC) [120]

Комплексний розподільний пристрій КРУ К-104 призначений для встановлення в ЗРУ, як і багато пристроїв, для роботи в електричних установках трифазного змінного струму промислової частоти 50 Гц та 60 Гц, напругою 6...10 кВ для системи з ізолюваною або заземленою нейтраллю через реактор, що гасить дугу. Тим часом, наявність викочування, як правило, робить конструкцію шафи

більше, дорожче і, головне, складніше, що, у свою чергу, нерідко призводить до зниження її загальної надійності. Аналіз статистики відмов вузлів блокування шаф різних типів свідчить про те, що за кількістю подібних відмов КРУ з викочуванням значно випереджають шафи типу КСО. Цими недоліками доводилося нехтувати заради швидкої заміни комутаційних апаратів з оливною ізоляцією, яка була затребувана через невеликий комутаційний ресурс останніх.

Але з появою сучасних вакуумних вимикачів, рівень надійності яких на порядок перевищує показники апаратів старих типів, робити складну конструкцію для їхньої швидкої заміни, необхідність якої, швидше за все, не виникне за весь термін служби, як мінімум, не виправдано.

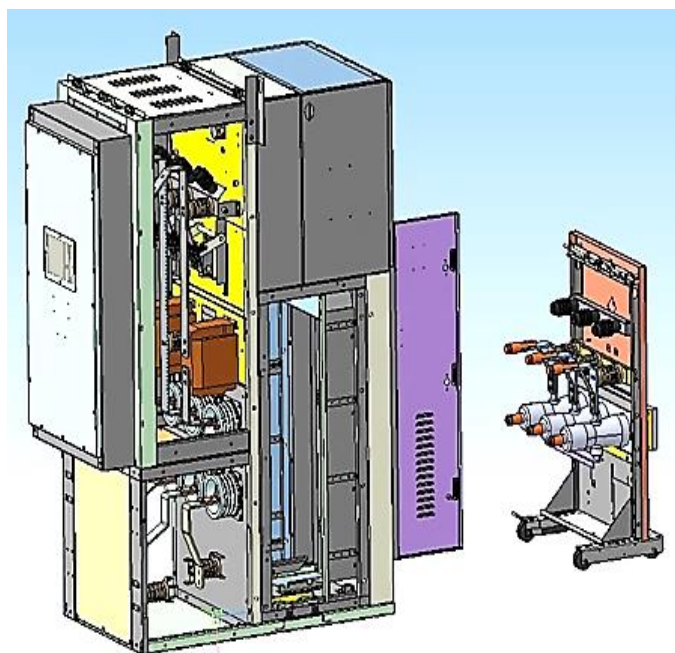


Рисунок 11.5 – Комплексний розподільний пристрій К-104 з елементом викочування [117, 120]

Чи багато підстанцій, які мають у складі КРУ, існує реальна можливість швидкої заміни апарату, тобто підтримується резерв запасних викочування елементів? У більшості випадків їм надається перевага у зв'язку з кращою захищеністю порівняно з класичними КСО, а також локалізаційною здатністю, яка забезпечує безпеку персоналу та знижує збитки від дугових замикань.

До того ж розвиток комплектних розподільних пристроїв зі стаціонарним розташуванням вимикачів також не стоїть на місці. Створені шафи забезпечують високий рівень безпеки персоналу за рахунок розвиненої системи блокувань, і навіть розділення кількох відсіків – кабельного, вимикача і збірних шин, кожний з яких здатний локалізувати дугове коротке замикання. Структура комплектуючих апаратів та допоміжних пристроїв комірки КРУ з функціональним призначенням лінії живлення, що відходить, показано на рис. 11.6.

11.2 Основні технічні позначення та характеристики КРУ

Як вже раніше було зазначено без комірок КРУ на даний час не обходиться практично жодна підстанція електричного живлення, тому їх широко застосовують при обладнанні:

- міських електростанцій;
- точок нафтогазової промисловості;
- електромереж промислових підприємств;
- систем електроживлення сільського та комунального господарства;
- водних суден, залізничного транспорту та інших об'єктів.

При цьому, залежно від конструктивних особливостей, розподільний пристрій може бути розміщений як усередині будівлі/споруди, так і зовні.

Серед популярних видів широко використовуються комплектний розподільний пристрій 10 кВ та КРУ 6 кВ.

Вже сама розшифровка КРУ говорить про те, що установки одразу виробляються комплектами, і їх не потрібно збирати із розрізнених елементів. Виготовлення КРУ складає спеціалізоване підприємство, а до місця розміщення комплектні розподільні пристрої доставляють у вигляді цілісних шаф або укрупнених блоків (по 3-5 зібраних камер), повністю готових до монтажу. Останнім

часом широко використовуються змішані КРУ, що складаються частково із збірних та комплектних елементів.

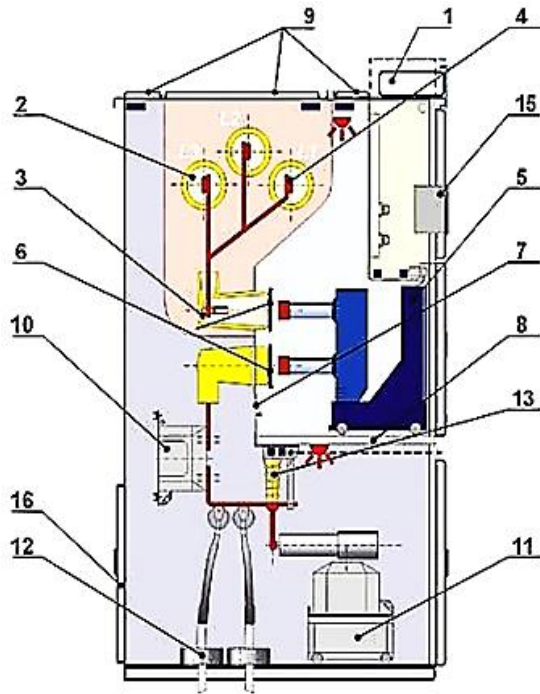


Рисунок 11.6 – Комплектація комірки КРУ для живлення кабельної лінії, що відходить, з пристроєм висувного виконання [2]:

- 1 – блок вторинних кіл і оперативних шин; 2 – прохідний ізолятор збірних шин; 3 – прохідний стиковий ізолятор; 4 – збірні шини; 5 – висувний елемент; 6 – рухливі металеві шторки; 7 – з’ємна ремонтна пластина;
- 8 – опорна плита (легкоз’ємна перегородка); 9 – вихлопні клапани;
- 10 – трансформатори струму; 11 – трансформатори напруги;
- 12 – трансформатори струму ТЗНП; 13 – заземлювач;
- 14 – пристрій мікропроцесорного захисту; 15 – задні двері;
- 16 – оптичний датчик

Абсолютно всі пристрої комплектних пристроїв на будь яку напругу мають основні технічні характеристики, які надаються в їх технічному паспорті.

Розглянемо такий на прикладі комплектного розподільного пристрою постійного струму (+) 600В типу КРУМ-600 кліматичного виконання 31 та категорії розміщення УХЛ4, призначеного для роботи в системі розподілення постійного струму тягових підстанцій трамвая, тролейбуса або монорейки.

Серія КРУМ-600 складається з шаф: КРУМ-600К, КРУМ-600З та КРУМ-600Л [115].

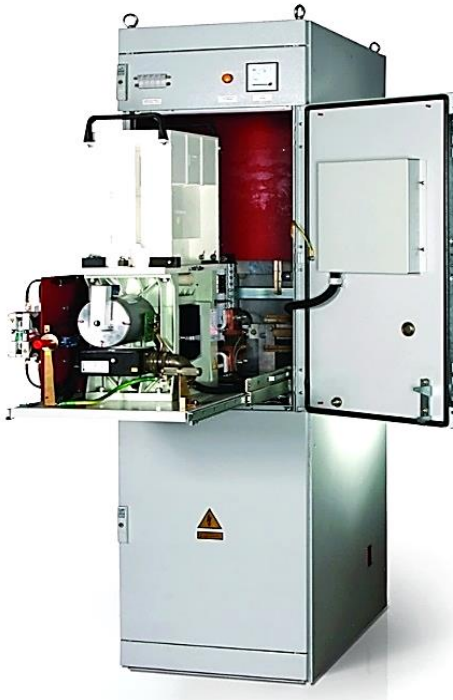


Рисунок 11.7 – Конструкція комірки шафи постійного струму серії КРУМ-600 [116]

Конструкцію КРУМ-600 виготовлено у вигляді окремих металевих шаф двостороннього обслуговування, що передбачають їхнє встановлення в один ряд. Ступінь захисту комплекту шаф на штатному місці не менше IP43, крім основи та місць введення кабелів. Конструкція шаф забезпечує захист від ураження електричним струмом класу 0І для силових ланцюгів 600 В та класу II для допоміжних ланцюгів згідно з ГОСТ 12.2.007.0-75.

Застосування швидкодіючих вимикачів Secheron серії UR (Швейцарія) дозволило помітно знизити масогабаритні показники комірки та підвищити її експлуатаційну надійність. Використання моторизованих роз'єднувачів дозволило відмовитися від магнітофугальних приводів, що викликають численні нарікання обслуговуючого персоналу. Механічна міцність швидкодіючих вимикачів (неаварійних перемикачів) без обслуговування, чищення та мастила – не менше 25000 циклів.

Шафа катодного вимикача КРУМ-600К призначена для забезпечення приєднання випрямляча до шини (+) 600 В та захисту випрямляча від зворотних струмів.

Шафа запасного вимикача КРУМ-600З призначена для резервування будь-якої з позитивних ліній живлення тягових підстанцій трамвая та тролейбуса.

Шафа лінійного вимикача КРУМ-600Л призначена для приєднання і комутації позитивних кабелів живлення до шини (+) 600 В тягових підстанцій трамвая та тролейбуса.

Шафи КРУМ-600З та КРУМ-600Л забезпечені системами діагностики та захисту тягової мережі СДТС-1.

Використання сучасної мікропроцесорної системи контролю та керування дозволяє здійснювати функції:

- керування агрегатами як з центрального пункту дистанційного керування (ЦПДУ), так і з рідкокристалічної сенсорної панелі, розташованої в комірці КРУМ-600З;

- запис протоколу роботи КРУМ-600 в енергонезалежній пам'яті з можливістю подальшого виявлення помилкових дій персоналу або аналізу подій, що передували аварії;

- організації циклу автоматичного повторного включення (АПВ) з можливістю зміни часу АПВ у широких межах;

- інтегрального струмо-часового захисту (ІСЧЗ) шляхом комп'ютерного моделювання нагрівання/охолодження контактного проводу та відмикання швидкодіючого вимикача при досягненні уставки ІСЧЗ;
 - захисту контактної мережі за допомогою аналізу таких параметрів як dI/dt , $I/\Delta t$, U , I_{\max} та інших;
 - записи графіків струму та напруги при автоматичному відключенні швидкодіючого вимикача з можливістю подальшої обробки та аналізу кривих;
 - аналізу стану контактної мережі шляхом її тестування удосконаленою системою випробування коротких замикань (ВКЗ);
 - автоматизованого переведення фідера з лінійної комірки на запасну та навпаки, контролюючи при цьому необхідні умови успішного переведення;
 - контролю несправностей елементів КРУМ-600 з можливістю розшифрування типу несправності з рідкокристалічної сенсорної панелі комірки КРУМ-6003 та записом у протокол роботи КРУМ-600;
- Моторизований висувний елемент на телескопічних напрямних (див. рис. 11.7) дозволяє здійснювати швидкий і зручний доступ до швидкодіючого вимикача, удосконаленої системи випробування коротких замикань (ВКЗ) та вимірювального шунту. Втичні силові контакти в поєднанні з контактними з'єднаннями, що не обслуговуються, на базі компенсуючих притискувальних шайб дозволяють знизити експлуатаційні витрати на обслуговування комплектного розподільного пристрою.

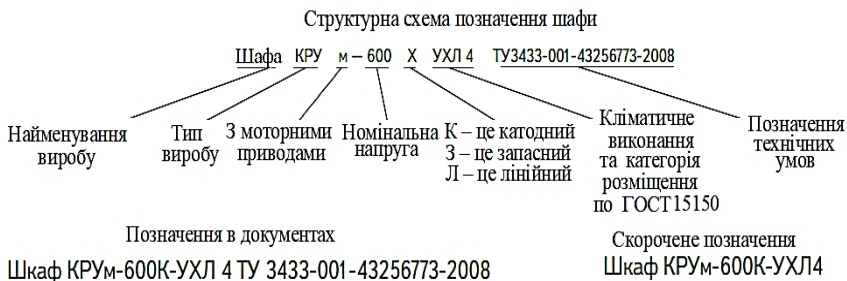


Рисунок 11.8 – Структурна схема позначення шафи постійного струму серії КРУМ-600

На прикладі високовольтної комірки КМ-1Ф, призначеної для прийому та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти в мережах із ізольованою або заземленою через реактор, що гасить дугу, нейтраллю, можна проілюструвати основні технічні параметри, які зазвичай має будь-який КРУ (таблиця 11.1).

Таблиця 11.1 – Основні технічні характеристики комірки КРУ КМ-1Ф [42, 60, 81]

Номінальна робоча напруга, кВ	6,0; 10,0
Номінальний струм головних кіл шаф КРУ, А	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150
Струм термічної стійкості (3с), кА	20; 31,5
Номінальний струм електродинамічної стійкості головних кіл, кА	51-80
Номінальна напруга допоміжних кіл, постійного та випрямленого струму змінного струму	110, 220 220
Габаритні розміри, мм	
висота	1862
глибина	1300
ширина	750 (1125)
Вага, кг	750 – 950

Варто зазначити, що шафи з вимикачем, трансформатором напруги, силовими запобіжниками, роз'ємним контактним з'єднанням, комбінованою апаратурою мають висувні елементи подібної конструкції, на яких встановлюється відповідна комплектуюча апаратура.

Шафи глухого вводу, кабельних з'єднань, шинних перемичок, шинного вводу, шинних вставок не мають висувних елементів. Габаритні розміри шаф залежать від схеми головних кіл при однорядному, дворядному та багаторядному розташуванні шаф.

Приклад комплектного розподільного пристрою КРУ К-35, призначеного для розподілення електроенергії трифазного струму напругою 35 кВ та частотою 50 Гц, наведено на рис. 11.9, а технічні параметри – в таблиці 11.2.

Цей пристрій застосовується в комплектних та контейнерних підстанціях 35/10 (6) кВ та електроустановках об'єктів промислового та сільськогосподарського призначення, метрополітенів та залізниць для власних потреб електростанцій. Шафи можуть мати як шинні, так і кабельні вводи та призначені для внутрішньої або зовнішньої установки.

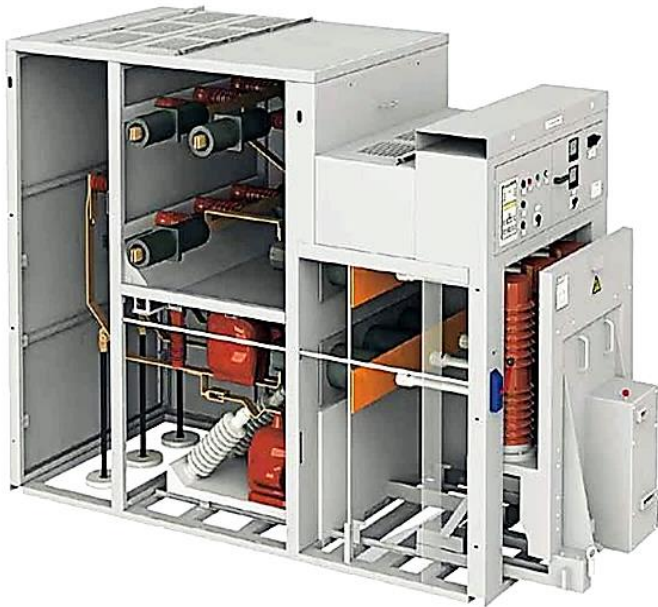


Рисунок 11.9 – Конструкція комплектного розподільного пристрою КРУ К-35 [59, 122]

Відокремлення шафи металевими перегородками на відсіки забезпечує безпеку у разі виникнення електричної дуги. У відсіках розташовані:

- збірні шини – плоскі мідні шини, блок силових контактів, клапани для скидання зайвого тиску;
- відсік вкочування – викочування з блоком силових контактів, рухомими шторками, тягами приводів заземлення, клапанами для скидання зайвого тиску, деталями, що фіксують викочування;

– відсік трансформаторів та приєднань з трансформаторами струму та напруги, обмежувачами напруги, заземлювачами, кінцевими закладеннями кабелів, клапанами, що служать для нормалізації тиску;

– релейний відсік з мікропроцесорними пристроями автоматики, керування та захисту, приладами обліку та контролю електроенергії, клемними рядами.

Таблиця 11.2 – Технічні параметри КРУ 35 кВ [42, 59, 81]

Найменування параметра	Значення
Номінальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Номінальний струм головних кіл КРУ з вимикачами, А	630, 1250
Номінальний струм збірних шин, А	630, 1250
Струм термічної стійкості: – для головних кіл протягом 3с, кА – для заземлюючих ножів протягом 1 с, кА	25
Струм електродинамічної стійкості головних кіл, кА	63
Номінальна напруга допоміжних кіл: – постійного струму, В – змінного струму, В	220 220
Ступінь захисту згідно з ГОСТ 14254-96 з боку фасаду	IP20
Ступінь захисту згідно з ГОСТ 14254-96 з боку дна	IP00
Кліматичне виконання згідно з ГОСТ 15150-69	У
Категорія розміщення за ГОСТ 15150-69	3
Маса кг, не більше	1500

11.3 Конструкції КРУ з елегазовою ізоляцією

У конструкціях КРУ можуть використовувують такі види електричної ізоляції [2, 41, 47, 116, 121, 122]:

– тверда ізоляція, головними недоліками якої є те, що неоднорідність ізоляційного матеріалу веде до підвищення напруженості поля, погіршення умов праці електричної ізоляції, а також ускладнення технології виготовлення. Тому тверді ізоляційні конструкції використовуються на класи напруги до 35 кВ включно;

– трансформаторна олива, головними недоліками якого є підвищена кількість оливи, нестабільність його параметрів в процесі експлуатації, що потребує постійного контролю та регенерації, вибухо- та пожеже небезпечність. Використання інших ізоляційних рідин достатнє дороге;

– використання газової ізоляції з підвищеним тиском, головними перевагами якої є те, що вона не старіє в експлуатації, однорідна у своїх властивостях, вибухо- та пожеже безпечна.

Найбільш ефективною газовою сумішшю є елегаз (SF_6), головними перевагами якого є те, що його електрична міцність у 3 рази вище, а можливості дугогасіння у 4 рази вище, ніж у повітря [59, 116, 121, 122]. Недоліками елегазу є підвищена коштовність та можливість конденсації при низьких температурах, що погіршує його властивості. З урахуванням цього до головних переваг КРУ з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) можна віднести такі:

– КРУЕ дозволяє отримати суттєве зменшення площі підстанції (наприклад, на клас напруги 500 кВ КРУЕ займає площу у 30 разів меншу, ніж ВРУ);

– компактність КРУЕ дозволяє виготовляти ЗРУ, що знижує дію негативних чинників (опади, пил, агресивні гази тощо), а це в свою чергу усуває негативний вплив низьких температур.

Пристрої КРУЕ використовують на класи напруг від 110 кВ до 500 кВ.

11.3.1 Призначення та класифікація КРУЕ

КРУЕ – це сукупність комутаційних, вимірювальних та інших апаратів та пристроїв, які встановлені у герметичну металеву оболонку, що заповнена елегазом з надлишковим тиском. Кожний апарат розташовано у особистій металевій оболонці циліндричної або кульової форми [59, 116, 121, 122]. Для з'єднання окремих елементів використовують фланці, роз'ємні ламельні контакти та ущільнення. Для виготовлення оболонок використовують сплави на основі алюмінію (для однофазного виконання) або сталь (для трифазного виконання). Вид загальний комірки КРУЕ показано на рис. 11.10.



Рисунок 11.10 – Вид загальний комірки КРУЕ повітряного вводу типу 362 SL/SR/SU КРУЕ 362 кВ трифазного виконання виробництва Hyundai Heavy Industries [118, 119, 121]

КРУЕ обов'язково включає в себе основне технологічне обладнання підстанції, таке як вимикачі, роз'єднувачі із заземлювачами, трансформатори струму та напруги, ОПН, суміщені в заземленому металевому корпусі, заповненому елегазом, що володіє кращими ізолюючими та дугогасними властивостями (див. рис. 11.11).

Таким чином, КРУЕ є якісним розподільним пристроєм з безліччю таких характеристик, як компактність, безпека, висока надійність, зручність експлуатації та стійкість до дії зовнішньої середовища. Зокрема, розробка КРУЕ трифазного герметичного виконання дозволила конструювати більш компактні та економічно вигідні підстанції.

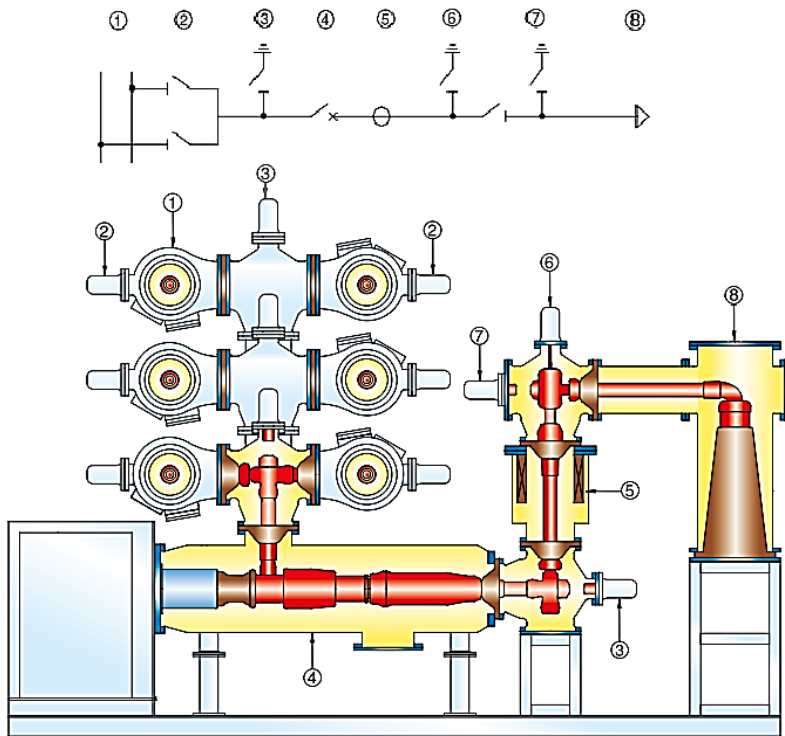


Рисунок 11.11 – Електрична схема підключення та конструкція КРУЕ 245 кВ/300 кВ 50 кА типу 300 SR виробництва Hyundai Heavy Industries [118, 119]:

- ① – головна шина;
- ② – шинний роз'єднувач;
- ③ – заземлювач (дозволяє доступ до технічного обслуговування);
- ④ – вимикач; ⑤ – трансформатор струму; ⑥ – лінійний роз'єднувач;
- ⑦ – заземлювач; ⑧ – кінцева кабельна муфта.

КРУЕ класифікуються за наступними ознаками [2, 41, 47, 81, 116, 117, 118, 119, 121, 122]:

– за номіальною напругою розрізняють пристрої на 110, 220, 330, 500 та 750 кВ;

- за призначенням існують лінійна секція (Л) різних модифікацій, секція з трансформатором напруги (ТН), секційна збірка (С), шиноз'єднувальна секція (Ш) тощо;
- за кількістю полюсів збірних шин у одному елементі розрізняють однофазні та трифазні системи;
- за кількістю систем збірних шин розрізняють з однією або двома системами;
- за розміщенням вимикача розрізняють:
 - а) горизонтальне розміщення, коли всі інші елементи комірки розташовані над, під або поруч з вимикачем;
 - б) вертикальне розміщення, коли всі елементи розміщені біля вимикача;
- за видом зовнішніх з'єднань розрізняють: комірки з кабельним вводом, з повітряним вводом, зі струмопроводом;
- за взаємним розміщенням полюсів комірок розрізняють уздовжне, поперечне та комбіноване розміщення;
- за родом встановлення.

Для Вашого уявлення конструкції КРУЕ можна подивитися відео за посиланням <https://youtu.be/uuyOPdjsHKw>.

11.3.2 Конструкція КРУЕ і принцип роботи

Для найповнішого забезпечення різноманітних вимог було розроблено новий тип виконання КРУЕ серії 300 SR, який має найбільш надійні технічні елементи, такі як одинарний розчіплювач та пружино моторний привод, завдяки яким модульні елементи легко вибирати під час проектування лінійних схем. Проілюструємо принцип роботи на прикладі конструкції КРУЕ 220 кВ, зображеної на рис. 11.12, технічні параметри якого наведені в таблиці 11.3.

Комплектний розподільний пристрій із елегазовою ізоляцією має компакту конструкцію, він надійний та безпечний в експлуатації. Ці пристрої використовуються в усьому світі. КРУЕ 220 кВ компанії CHINT (Китай) відповідає стандартам IEC (МЕК) 62271-203 може використовуватися на спеціалізованих електростанціях або підстанціях:

- у містах із великою щільністю населення, завдяки невеликим габаритним розмірам;

- у зонах з підвищеною забрудненістю чи агресивними середовищами (на морському узбережжі, на гірничодобувних підприємствах, хімічних заводах тощо);
- на гідроелектростанціях, тому що походить для підземних підстанцій, а електростанція, на якій буде встановлено КРУЕ, отримуватиме низку переваг завдяки економії місця, необхідного для встановлення, підвищення стабільності та техніко-економічних показників.



Рисунок 11.12 – Конструкція КРУЕ 220 кВ типу 300 SHINT [81]

Всі елементи КРУЕ мають стандартну модульну конструкцію, при їх компонуванні застосовується принцип агрегування, завдяки чому пристрій загалом має компактну структуру (див. рис. 11.13).

Таблиця 11.3 – Номінальні параметри КРУЕ 220 кВ [122]

Назва та одиниці виміру		Значення
Напруга, кВ		220
Максимальна робоча напруга, кВ		252
Частота, Гц		50
Номінальний струм, А		2000/2500/3150
Наскрізний струм, що короткочасно витримується, Зс, кА		40/50
Максимально струм витримування (піковий), кА		100/125
Напруга, що витримується при промисловій частоті протягом 1 хв, кВ		395/460
Витримувана напруга грозового імпульсу (пікова), кВ		950/1050
Витримувана напруга при промисловій частоті при нульовому тиску протягом 5хв, кВ		189
Тиск SF6 (при 20 °С)	Вимикач, МПа	0.6
	Інші камери, МПа	0.4
Щорічний витікання SF6		< 0.5
Ступінь захисту допоміжного кола та рухомих частин		IP4XW/IP5XW

На рисунку 11.13 прийняті наступні позначення:

- 1 – високовольтний вимикач;
- 2 – трансформатор струму;
- 3 – роз'єднувач (право кутового типу);
- 4 – роз'єднувач (лінійного типу);
- 5 – заземлювач;
- 6 – місцева шина;
- 7 – кінцева кабельна муфта;
- 8 – заземлювальний вимикач;
- 9 – головна шина.

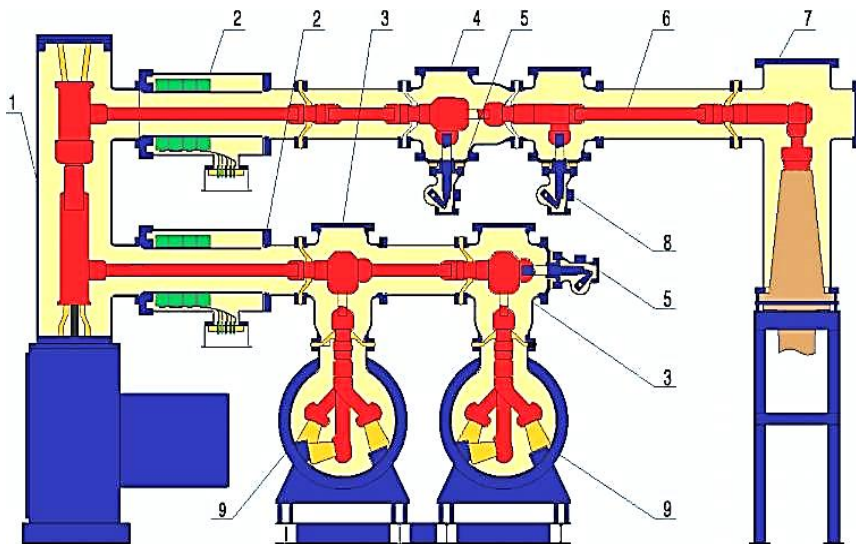


Рисунок 11.13 – Конструкція однієї секції КРУЕ 220 кВ у розрізі [121, 122]

Висока надійність ізоляції КРУЕ забезпечується використанням елегазу SF₆, а висока здатність автоматичного вимикача – принципом самогасіння і конструкцією подвійної газової камери, що дозволяє найкращим чином використовувати енергію дуги, підвищити здатність, що гасить; в автоматичному вимикачі також може застосовуватися пружинний привод із малою робочою потужністю. При цьому струм відключення досягає значення 50 кА. Низькі втрати, стійкість до умов довкілля досягаються за рахунок алюмінієвого сплаву в якості матеріалу для корпусів (за винятком обмежувача перенапруги), що знижує вихроструміві втрати, підвищує корозійну стійкість, а пил і висота над рівнем моря не мають істотного впливу.

В автоматичному вимикачі 1 використано пружинний привод, в роз'єднувачах 3 та 4 – електропривод, в заземлювальному вимикачі 8 – електропружинний привод, а в заземлювачі 5 – електропривод. У зв'язку з цим при експлуатації не використовується газ або олива, через що суттєво знижується рівень шуму, та підвищується надійність. Особлива система ущільнення є простою і надійною.

Висока сейсмостійкість і простота експлуатації та технічного обслуговування забезпечена за рахунок того, що центр тяжкості КРУЕ розташований низько, і його вага є невеликою.

Автоматичний вимикач NGCB2 (поз. 1 на рис. 11.13) є основним елементом КРУЕ і складається з двох частин: дугогасної камери та пружинного приводу (рис. 11.14).

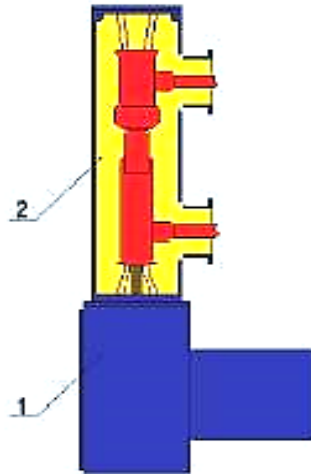


Рисунок 11.14 – Конструкція дугогасної камери [122]:

1 – пружинний привод; 2 – дугогасна камера.

Дугогасна камера – це частина автоматичного вимикача, призначена для гасіння дуги під час роботи. В автоматичному вимикачі використовують пружинний привід, тому що для його роботи потрібна невелика потужність. Від одного приводу працюють всі три полюси автоматичного вимикача. В початковому положенні «ВКЛ» (рис. 11.15, а) головний контакт розмикається при подачі сигналу на відключення, дугогасний контакт розмикається також. Положення «ВИМК» (рис. 11.15, в).

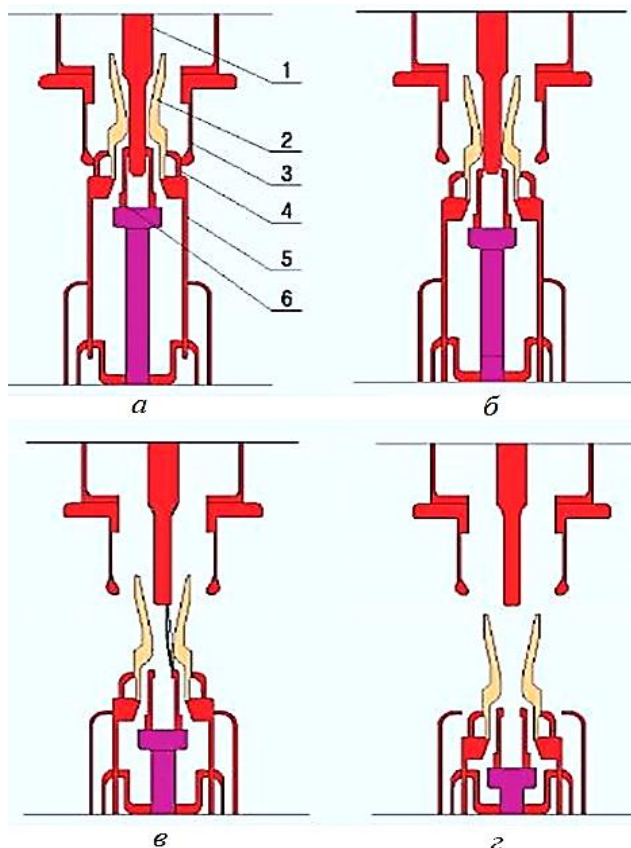


Рисунок 11.15 – Принцип гасіння дуги в камері [81, 122]:

1 – нерухомий дугогасний контакт, 2 – сопло, 3 – головний нерухомий контакт, 4 – головний рухомий контакт, 5 – циліндр, 6 – рухомий дугогасний контакт.

При вмиканні автоматичного вимикача робочий стрижень рухається вгору, за робочим стрижнем переміщуються вгору циліндр 5, головний рухомий контакт 4, рухомий дугогасний контакт 6 і сопло 2. Потім рухомий дугогасний контакт 6 і головний рухомий контакт 4 з'єднуються з нерухомим дугогасним контактом 1 і головним нерухомим контактом 3 і, відповідно, досягають положення «замкнено». Струм проходить через підключаючий контакт, циліндр,

головний рухомий контакт, головний нерухомий контакт на іншу сторону контакту, що підключає.

При розмиканні автоматичного вимикача в разі виникнення струму короткого замикання спочатку розмикаються головний рухомий контакт 4 та головний нерухомий контакт 3. Струм переходить на дугогасні контакти, які залишаються замкненими. Між ними виникає дуга (рис. 6. 15, в). При значному струмі короткого замикання потужність дуги між контактами дугогасіння також є значною; її енергія викликає нагрівання елегазу, внаслідок чого в камері теплового розширення підвищується тиск. Через те, що тиск у камері теплового розширення є вищим за тиск в камері стисненого газу, одноколієний клапан закривається. Коли сила струму прагне нуля, газ високого тиску в камері теплового розширення видувається в переривник і гасить дугу.

При відключенні робочого струму значенням декілька тисяч ампер потужність дуги є невеликою, тиск у камері теплового розширення низький, а тиск елегазу SF₆ в камері стисненого газу – ще нижче. Тому одноколієний клапан відкривається, і, при наближенні величини струму до нуля, стислий елегаз надходить у переривник, при цьому гасить дугу.

Запас енергії пружинного приводу дозволяє виконати операції увімкнення/вимкнення автоматичного вимикача, має компактну конструкцію, можливість виконання до 3000 операцій увімкнення/відключення, безшумну роботу.

Роз'єднувачі (див. поз. 3 на рис. 11.14) бувають 2-х типів: правокутовий NGDS2-I та лінійний NGDS2-II. Вони можуть вмикати або вимикати зарядний струм шин; всі три полюси керуються електроприводом або вручну. Рухомий і нерухомий контакти встановлені на ізоляторі чашеподібного типу, однорідність електричного поля забезпечується кожухом, що екранує. Рух приводу передається на рухомий контакт роз'єднувача за допомогою ущільнення валу, стрижень-ізолятор, важіль, викликаючи при цьому замикання або розмикання рухомого контакту. Електропривод знаходиться в окремому корпусі, де також встановлені індикатор положення, допоміжний перемикач тощо (рис. 11.17) [2, 81, 120, 121].

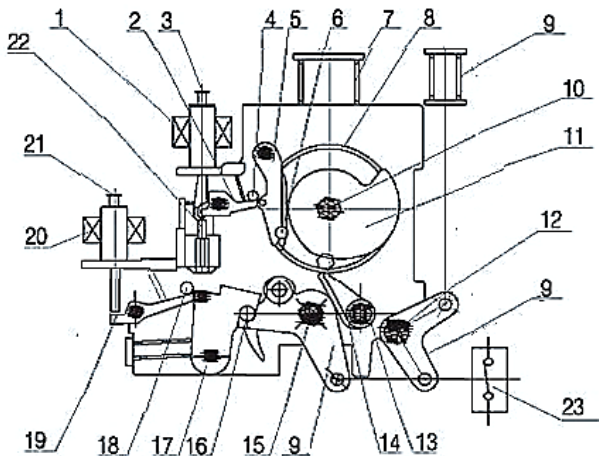


Рисунок 11.16 – Елементи приводу вимикача:

- 1 – вмикальний електромагніт; 2 – вмикальна клямка; 3 – кнопка вмикання вручну;
 4 – палець, що перешкоджає включенню; 5, 14 – собачка, що блокує;
 6 – палець; 7 – пружина, що включає; 8 – хрповик; 9 – вмикальна пружина; 10 –
 вісь кулачка; 11 – кулачок; 12, 15 – головний вал; 13 – вісь хрповика;
 16 – стопорний собачка; 17 – палець, що перешкоджає руху; 18 – вмикальна
 клямка; 19 – вмикальний електромагніт; 20 – кнопка вимкнення вручну;
 21 – палець, що перешкоджає стрибкам.

Заземлювачі бувають двох типів: NGES2-I – для ремонту (керується електроприводом) та NGES2-II – для заземлення (керується електроприводом або вручну).

За допомогою заземлювачів можна виконати вимірювання опору головної шини КРУЕ, вимірювання механічних параметрів автоматичного вимикача та провести випробування трансформатора струму. Залежно від вимог компонування, заземлювач NGES2-I може встановлюватися на роз'єднувач або шину. Заземлюючий вимикач NGES2-II зазвичай встановлюється на вхідній лінії електропередачі. За допомогою заземлювача забезпечується з'єднання КРУЕ із землею, що гарантує безпеку персоналу та обладнання при проведенні монтажу та ремонту (див. рис. 11.18, а) [120, 121, 122].

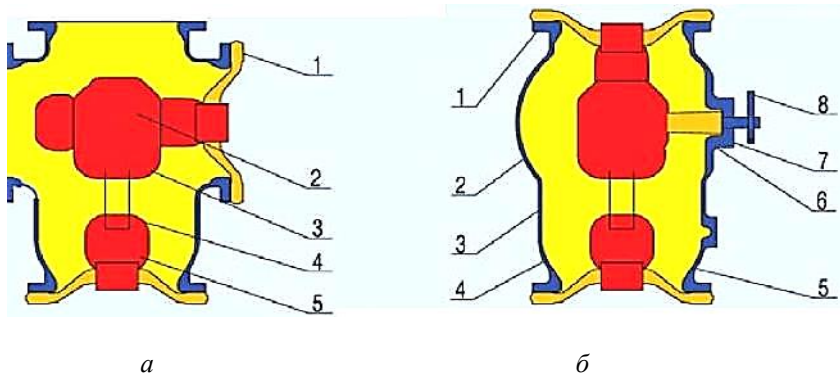


Рисунок 11.17 – Роз'єднувачі КРУЕ: прямокутного типу (а) та лінійного типу (б) :

1 – ізолятор; 2 - рухомий контакт; 3 - екран на рухомому боці; 4 - екран на нерухомій стороні; 5 – нерухомий контакт; 6 - стрижень-ізолятор; 7 - ущільнення валу; 8 – важіль.

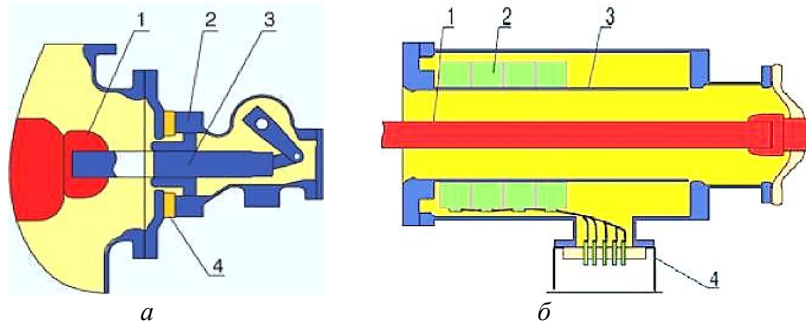


Рисунок 11.18 – Заземлювачі КРУЕ

11.4 Запитання для самоконтролю

- 11.4.1 Наведіть класифікацію КРУ і вимоги до їх конструкцій.
- 11.4.2. Поясніть структуру комірки КРУ та його обладнання.
- 11.4.3. Назвіть елементи відсіку викочування візка.

11.4.4. Для чого призначені блокування між роз'єднувачами і вимикачами?

11.4.5 Які положення може займати візок з вимикачем в КРУ?

11.4.6 Які засоби вимірювання передбачено в комірці КРУ?

11.4.7 Для чого комірки КРУ розділені на декілька відсіків?

11.4.8 Назвіть переваги та недоліки елегазу.

11.4.9 Наведіть класифікацію комірок КРУЕ. Назвіть області застосування КРУЕ.

11.4.10 Які конструктивні особливості мають КРУЕ?

11.4.11 Що вміщує шафа керування комірки КРУЕ?

11.4.12 Покажіть електричні принципові схеми комірок КРУЕ з одною та з двома системами збірних шин.

12 РОЗ'ЄДНУВАЧІ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ ТА ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, який призначений для вмикання та вимикання електричних кіл за умови, що на його контактах відсутня електрична дуга [2, 5, 40, 41, 47, 54, 60, 77, 81]. Особливостями конструкції є наступне: між розімкнутими контактами роз'єднувача забезпечується наявний розрив; ПД відсутній; можлива невелика дуга, яка згасає у вільному повітрі при комутації ненавантажених силових трансформаторів та коротких ліній електропередавання; комутація кола за допомогою роз'єднувача здійснюється тільки після вимикання кола за допомогою вимикача. Ця умова забезпечується за рахунок використання різноманітних блокувань.

Головне завдання роз'єднувача у електричній мережі це зробити безпечні умови для ревізії та ремонту іншого обладнання. Електрична схема вмикання роз'єднувача у мережі показана на рис. 12.1, де S_1 і S_2 – роз'єднувачі, $S_{1.3}$ і $S_{2.3}$ – заземлюючі ножі роз'єднувачів. Послідовність праці схеми у процесі виведення вимикача SF у ревізію. Вимикається вимикач SF, розмикаються роз'єднувачі S1 та S2, замикаються ножі заземлювання зі сторони вимикача.

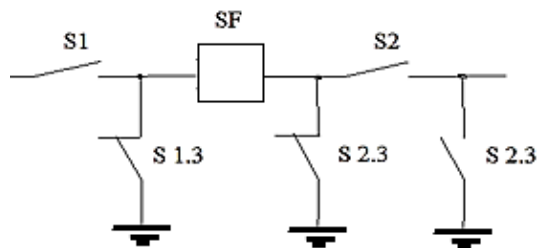


Рисунок 12.1 – Схема елемента розподільного пристрою з роз'єднувачами

Головні вимоги до роз'єднувачів у електричній схемі є такими :

- присутність наявного розриву електричної мережі;
- необхідний рівень термічної та динамічної стійкості;
- надійна робота ізоляції в умовах перенапруги та дії негативних атмосферних чинників;

– чітке спрацьовування і надійна фіксація рухомого контакту, а також блокування роз'єднувача з вимикачем для виключення комутаційних операцій під навантаженням.

Конструкцію роз'єднувача типу РВ показано на рис. 12.2.

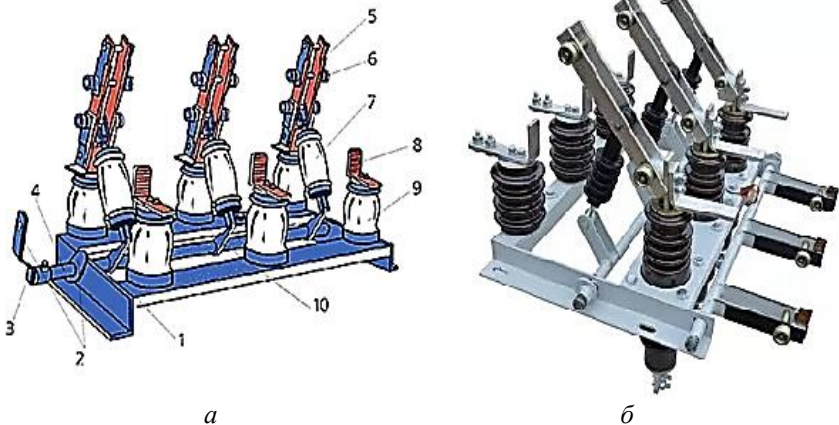


Рисунок 12.2 – Структура роз'єднувача типу РВ (а) та вид загальний роз'єднувача серії РВФ3 (б):

- 1 – сталева рама; 2 – упор обмеження повороту валу; 3 – важіль; 4 – вал;
5 – рухомий контакт (ніж); 6 – пружина; 7 – порцелянова ізоляційна тяга;
8 – нерухомий контакт; 9 – опорний ізолятор; 10 – важіль приводу.

Роз'єднувачі класифікують за такими групами [2, 5, 40, 41].

За характером руху ножа розрізняють:

– вертикально - обертального типу з обертальним рухом ножа у вертикальній площині, які використовуються на номінальні струми до 8 кА;

– горизонтально – обертального типу з обертальним рухом ножа у горизонтальній площині;

– гойдаючого типу з обертовим рухом ножа разом з опорним ізолятором у вертикальній площині;

– з ножом, що котиться, у якому опорний ізолятор разом з рухомим контактом переміщується на роликах у горизонтальній площині. Використовуються на струми, що перевищують 10 кА;

- з прямолінійним рухом ножа у вертикальній площині уздовж або поперек осі опорних ізоляторів;
- з ножом, який складається у вертикальній площині;
- підвісного типу.

Загальний вид та структура таких конструкцій наведено у [2, 47, 54, 60, 77]. За родом встановлення розрізняють конструкції внутрішнього та зовнішнього встановлення, які відрізняються додатковими вимогами відносно механічної та електричної стійкості, наприклад, в умовах ожеледиці, вітрового навантаження, вологості, забруднення тощо.

За кількістю полюсів розрізняють триполюсні апарати, які використовуються на струми до 1 кА та однополюсні апарати.

За наявності заземлюючих ножів розрізняють конструкції без заземлюючих ножів та із заземлюючими ножами з однієї або двох сторін. Ножі розраховані на протікання струму короткого замикання, та їх привод має блокування з головними контактами.

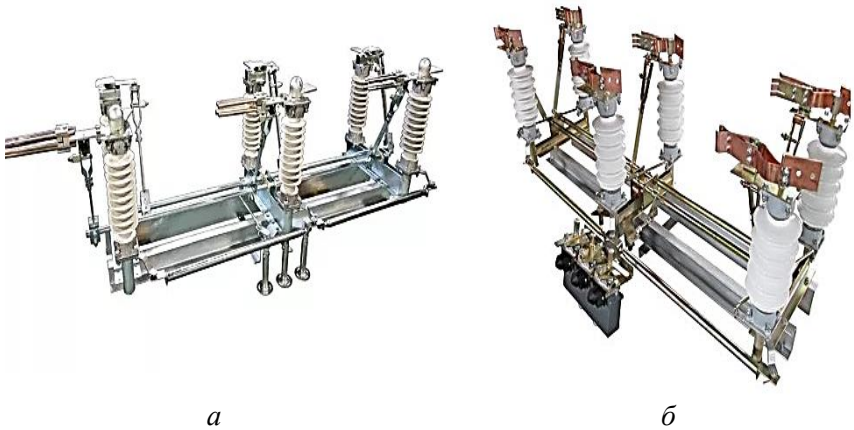


Рисунок 12.3 – Роз'єднувачі на напругу 35 кВ:

a – серії РГ та *б* – серії РДЗ.

Позначення, які використовуються для маркування роз'єднувачів наступними:

В
Р-Н-О-П-З - 10 – 1000...,
Т Д

де Р – роз'єднувач;

В – внутрішнє встановлення;

Н – зовнішнє встановлення;

Т – телескопічні ножі (на класи напруги 1150 кВ);

О – однополюсний;

П – поступальний рух ножів;

Д – обертальний рух ножів;

З – із заземлюючими ножами.

На рис. 12.2, б показаний роз'єднувач серії РВФЗ 10/630 П-П УХЛ2, розшифровка аббревіатури якого є наступною:

Р – роз'єднувач;

В – внутрішньої установки;

Ф – фігурний, із прохідними ізоляторами;

З - із заземлюючими ножами;

10 - номінальна напруга, кВ;

630 - номінальний струм А;

П - фігура РВФ, П - варіант РВЗ; П- фігура з РВФ, III - варіант з РВЗ; III - фігура РВФ, П - варіант РВЗ; III - фігура з РВФ, III - варіант з РВЗ.

М - малогабаритний (для РВФЗ з номінальним струмом 1000 та 1600 А.);

УХЛ2 – кліматичне виконання (для помірного та холодного макрокліматичних районів із робочими температурами від мінус 60 до +40°C).

Короткозамикач та відокремлювач встановлюються на стороні високої напруги менш відповідальних підстанцій замість вимикача з метою зниження вартості, розмірів підстанції, а також капітальних витрат на будівельні роботи. Вимикач встановлюється тільки на стороні низької напруги. Принципову схему такої підстанції показано на рис. 12.3. Процес вимикання, наприклад, трансформатора Т1 для проведення ремонту, здійснюється у такої послідовності:

- замикається короткозамикач $S_{к1}$ та створюється штучне коротке замикання, потужність якого зменшує реактор $L1$;
- вмикаються вимикачі S_{F1} та S_{F2} за сигналом від релейного захисту;
- у безструмову паузу вмикається відокремлювач $S_{в1}$;
- вмикаються вимикачі S_{F1} та секційний вимикач S_{F4} , які забезпечують живлення збірних шин низької напруги від іншого трансформатора підстанції.

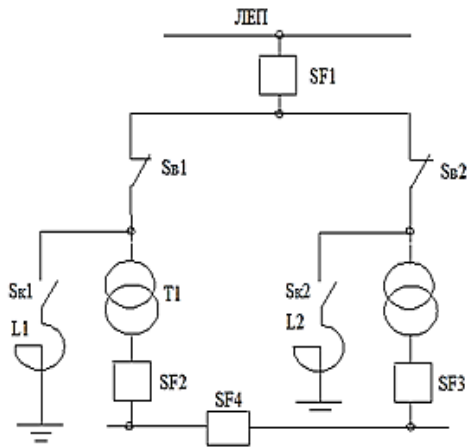


Рисунок 12.3 – Схема підстанції з короткозамикачами та відокремлювачами

Головні вимоги до цих апаратів – це висока швидкодія для зменшення тривалості струму короткого замикання та забезпечення правильної послідовності комутаційних операцій. Конструкція відокремлювача аналогічна конструкції роз'єднувача. Головною відмінністю відокремлювача є підвищена швидкодія та додаткові вимоги до механічної міцності елементів конструкції. Структуру та конструкцію короткозамикача показано на рис. 12.4.

Однополюсні конструкції короткозамикачів використовують на класи напруги (110...220) кВ у мережах з глухо заземленою нейтраллю. Двополюсні конструкції використовують на напругу 35 кВ в умовах ізольованої нейтралі [54, 60, 77].

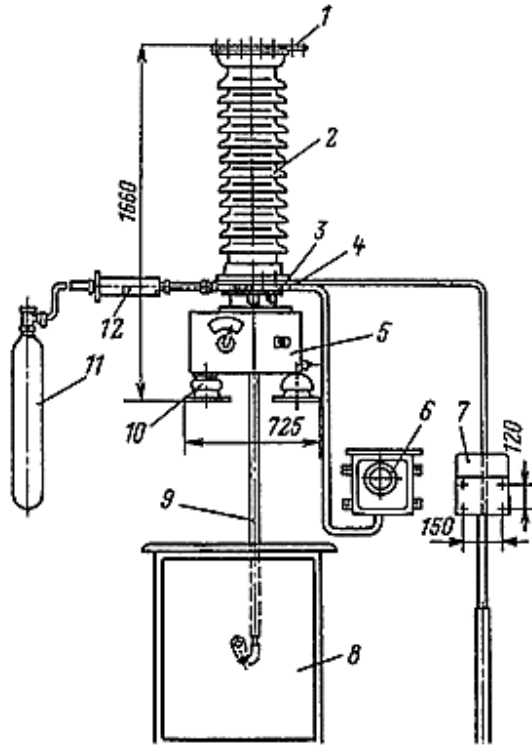


Рисунок 12.4 – Короткозамикач закритого типу з елегазовим наповненням KE-110:

1 – контактний вивід високої напруги; 2 – контактна камера з елегазовим наповненням; 3 – гідравлічний затвор; 4 – присіднання заземлювальної шини; 5 – підстава з елементами приводу; 6 – мановакуумметри; 7 – трансформатор струму ТШЛ-0.5; 8 – шафа керування з приводом; 9 – тяга; 10 – опорні ізолятори; 11 – балон з елегазом; 12 – фільтр.

Заземлювачі також відносяться до роз'єднувачів, які призначені для заземлення струмопровідних деталей електроустановки (наприклад, шин). Для заземлення нейтралей силових трансформаторів використовуються однополюсні заземлювачі зовнішньої установки серії ЗОН номінальною напругою 110 кВ (рис. 12.5) [54, 60, 77, 81].



Рисунок 12.5 – Заземлювач ЗОН-110

Конструктивно вони виконуються рубального типу. Заземлювач ЗОН-110 складається з основи, ізоляційної колонки, нерухомого контакту і ножа заземлення. До основи кріпиться ізоляційна колонка, на верхній частині якої встановлюється нерухомий контакт. Заземлювальний ніж виконаний з алюмінієвої труби, з'єднаної через пластину з валом. При комутаціях заземлювальний ніж, на кінці якого є роз'ємний контакт, вмикається у нерухомий контакт.

Високовольтні роз'єднувачі типу SDF (компанія АВВ) горизонтально-поворотні, виготовляються на напругу до 550 кВ (рис. 12.6). Головним елементом роз'єднувача є сталева рама. На ній встановлені поворотні основи з ізоляторами, що не потребують

обслуговування. На опорних ізоляторах кріпиться струмопровідна система, яка виконана у вигляді двох струмопроводів з пальцевим і кулачковим контактами. Струм протікає через обертові контактні виводи головних струмопровідних контактів [72].



Рисунок 12.6 – Загальний вигляд роз'єднувача типу SDF [72]

Контактні виводи повертаються на 360° , тому установка жорсткої або гнучкої ошиновки можлива в будь-якому напрямку. Сталеві елементи конструкції захищені від атмосферних впливів методом гарячого цинкування. Керування роз'єднувачем і заземлювачем здійснюється незалежно. Рух передається від приводу до поворотного опору за допомогою валу. Діагональна тяга сполучає поворотні основи кожної колонки ізоляторів, забезпечуючи одночасний рух обох колонок. Три фази роз'єднувача з'єднані тягами для триполюсного оперування. Тяги між окремими полюсами можуть мати різну довжину. Під час операцій вмикання і вимикання головні

контакти повертаються на кут 90° . У вимкненому положенні головні контакти розташовані під прямим кутом до рами.

Роз'єднувачі виготовляються з ручними або електродвигуновими приводами. Для триполюсної групи (роз'єднувач або заземлювач) необхідний один привод. Приводи мають допоміжні контакти для керування і контролю, а також для виконання електричного блокування. Для максимальної надійності головні контакти роз'єднувача та заземлювача проходять через мертву точку безпосередньо перед досягненням ними кінцевих положень. Таким чином виключається мимовільне вимикання або вмикання від впливів зовнішніх сил (коротке замикання, буря, землетрус). Рухомі частини роз'єднувачів і заземлювачів, що становлять єдине ціле, зблоковані механічно так, що при ввімкненому положенні головного ланцюга неможливе вмикання заземлюючого кола, при ввімкненому положенні заземлюючого ланцюга не допускається вмикання головного ланцюга. У приводах, у якості додаткового блокувального пристрою, встановлений блокуючий електромагніт, який у знеструмленому стані робить роботу приводу неможливою.



Рисунок 12.7 – Відокремлювач відкритої конструкції

Відео для Вашого уявлення роботи відокремлювача можна подивитися за посиланням <https://www.youtube.com/watch?v=nPQKnef2uSg>

12.1. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів навантаження та короткозамикачів

Роз'єднувачі, відокремлювачі, вимикачі навантаження вибираються згідно з [2, 5, 46, 47, 69, 123]:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (12.1)$$

- за номінальним тривалим струмом

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (12.2)$$

- за конструкцією, родом установки;
- за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр.скр}}, \quad (12.3)$$

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скр}}, \quad (12.4)$$

де $i_{\text{пр.скр}}$, $I_{\text{пр.скр}}$ – граничний наскрізний струм короткого замикання (амплітуда та діюче значення), що визначаються за каталогом;

- з термічної стійкості

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (12.5)$$

де B_k – тепловий імпульс з розрахунку;

$I_{\text{тер}}$ – граничний струм термічної стійкості за каталогом;

$t_{\text{тер}}$ – тривалість протікання граничного струму термічної стійкості, що визначається за каталогом.

Короткозамикач вибирається за такими ж самими умовами, але вибір по номінальному струму не потрібен.

При виборі вимикачів навантаження необхідно додати умову вибору струму відключення:

$$I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{відм}}, \quad (12.6)$$

де $I_{\text{відм}}$ – номінальний струм відмикання вимикача навантаження.

Здатність на відмикання вимикача навантаження розрахована на відключення струмів робочого режиму.

Номінальні дані розглянутих апаратів наведено в [47, 59, 60, 61, 62, 79, 88].

12.2 Запитання для самоконтролю

12.2.1 Призначення роз'єднувача в електричній мережі.

12.2.2 Назвіть умови використання роз'єднувачів в системі електропостачання

12.2.3 Який тип роз'єднувача використовується у випадку, коли номінальний струм складає 15 кА?

12.2.4 Сформулюйте конструктивні відміни головних ножів та ножів заземлення в конструкції роз'єднувача.

12.2.5 Чім відрізняється відокремлювач від роз'єднувача при умові однакових параметрів навантаження?

12.2.6 Головні вимоги до короткозамикача.

12.2.7 Скільки полюсів повинен мати короткозамикач в електричній мережі напругою 220 кВ?

12.2.8 Назвіть та пояснити відмінності контактних ножів роз'єднувача та короткозамикача?

12.2.9 Назвіть відмінності роз'єднувача від відокремлювача.

13 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

Вимірювальні трансформатори – це основні вимірювальні пристрої в електроенергетиці. Їх головне завдання – забезпечити гальванічну розв'язку кіл високої напруги від кіл вимірювання, а також отримати можливість вимірювати та контролювати параметри електричної мережі приладами, що доступні для безпосереднього доступу оперативного персоналу. Вимірювальні трансформатори утворюють дві головні групи: трансформатори струму та напруги.

13.1 Вимірювальні трансформатори струму

Трансформатори струму (ТС) є одним з головних вимірювальних пристроїв в системах електропостачання. Загальні відомості о ТС та їх головні параметри наведено у [2, 17, 25, 40, 46, 47, 60, 73, 84]. В електричних мережах ТС використовуються для перетворення первинного номінального струму у вторинний номінальний струм стандартного значення 5 А або 1 А. У колах високої напруги ТС виконує такі функції, як ізоляція кіл контролю та релейного захисту від високого потенціалу та отримання стандартного значення вторинного струму 5 А або 1 А. Найбільшого поширення у використанні отримали електромагнітні ТС, до складу яких входять магнітопровід з розміщеними на ньому первинними та вторинними обмотками та ізоляційною конструкцією того певного виду. Первинну обмотку ТС вмикають послідовно у коло зі змінним струмом, що вимірюється, а до вторинної – підключають вимірювальні або захисні прилади. Струм, що протікає вторинною обмоткою трансформатора струму, пропорційний до струму, який протікає його первинною обмоткою.

Зазвичай, трансформатори струму виготовляють з двома та більшими групами вторинних обмоток: одна з яких використовується для під'єднання пристроїв захисту, а інша, більш точна – для під'єднання засобів обліку і вимірювання, наприклад, електричних лічильників. Вид загальний декількох варіантів виконання оливонаповнених ТС показано на рис. 13.1, де використовують такі позначення для основних елементів конструкції: 1 – система компенсації зміни обсягу оливи; 2 – індикатор рівня оливи; 3 – ввід

первинної обмотки; 4 – осердя і вторинні обмотки; 5 – струмопровід головного кола; 6 – струмопроводи вторинного кола; 7 – ізоляція (порцеляна або силіконова гума); 8 – конденсаторний ввід; 9 – посилене заземлення; 10 – клапан для відбору проб оливи; 11 – відведення для вимірювання тангенса кута діелектричних втрат; 12 – вузол затискання заземлення; 13 – розподільна коробка вторинних кіл.

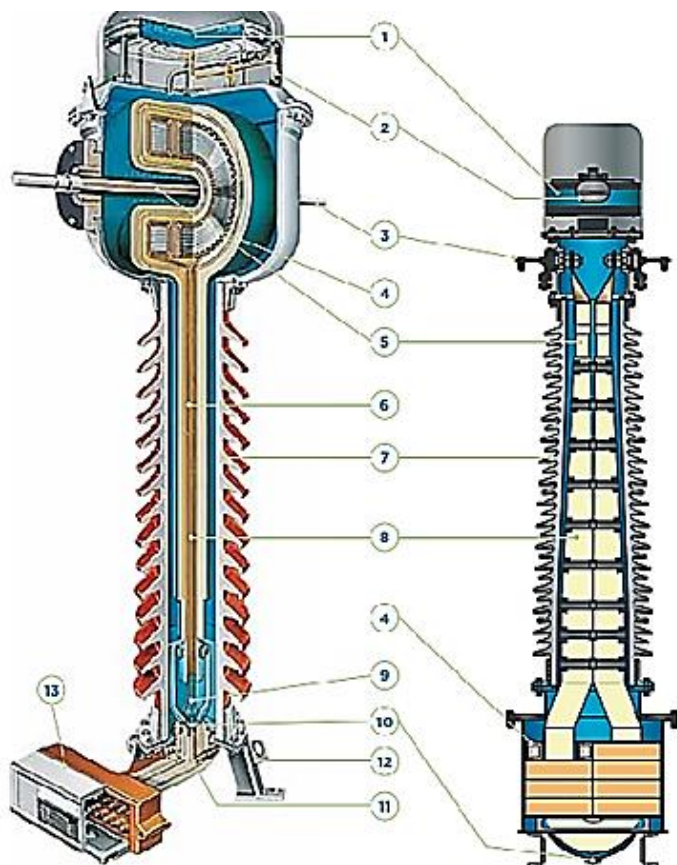


Рисунок 13.1 – Трансформатори струму з паперово-оливною ізоляцією фірми Artech [2, 128]:

a – модель СА 800 кВ; *б* – модель LB 362 кВ.

Принципова електрична схема вмикання ТС у мережу високої напруги показана на рис. 13.2, а.

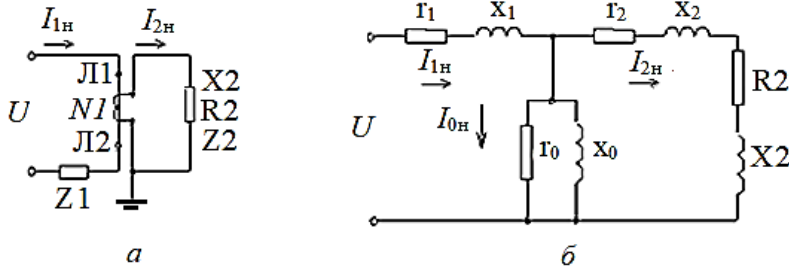


Рисунок 13.2 – Схеми електричні ТС:

а – схема підключення ТС; б – еквівалентна Т-образна схема заміщення ТС.

Особливостями режиму роботи ТС у мережі є такі :

- величина первинного струму $I_{1н}$ не залежить від режиму праці вторинного кола (розімкнута, або замкнена на коротко), а визначається тільки параметрами навантаження первинного кола (Z_1), які визначаються параметрами мережі;

- вторинна обмотка ТС працює у режимі короткого замикання, або наближеним до нього.

ТС можна класифікувати за такими ознаками:

- за родом встановлення розрізняють ТС для роботи в умовах ВРУ, в умовах ЗРУ, вбудовані у внутрішні об'єми іншого електрообладнання, наприклад високовольних вводів;

- за способом встановлення розрізняють прохідні, які суміщають функції вимірювання та прохідного ізолятора крізь механічну конструкцію, та опорні;

- за кількістю коефіцієнтів трансформації розрізняють з одним або з двома, які отримують змінням кількості витків первинної або вторинної обмоток;

- за кількістю ступенів трансформації розрізняють одноступеневі та каскадні;

- за виконанням первинної обмотки розрізняють одновиткові та багато виткові;

- за принципом перетворення струму розрізняють електромагнітні та оптико-електронні ТС.

До головних параметрів ТС можна віднести такі:

- номінальна напруга;
- номінальний первинний струм, величина якого регламентується ДЕСТ [7];
- номінальний вторинний струм, який має значення або 1 А або 5 А;
- вторинне навантаження, яке відповідає повному опору при $\cos \varphi = 0,8$, при якому гарантується завданий клас точності ТС, або кратність первинного струму відносно I_n ;
- термічна та динамічна стійкість;
- стійкість до механічних навантажень та ін.

Для розрахунків та проектування ТС використовують еквівалентну електричну схему заміщення (див. рис. 13.2, б), де використовуються такі позначення та параметри [2, 17, 50, 68]:

r_1, x_1 – відповідно активний та індуктивний опори первинної обмотки;

r_2, x_2 – відповідно активний та індуктивний опори вторинної обмотки;

r_0, x_0 – відповідно активний та індуктивний опори кола намагнічування;

I_1, I_2, I_0 – відповідно первинний, вторинний та струм намагнічування.

На основі еквівалентної схеми заміщення будується векторна діаграма, на якій відображені всі складові схеми заміщення з урахуванням їх взаємного впливу. Така векторна діаграма дозволяє моделювати поведінку ТС при зміні його параметрів.

13.1.1 Похибки трансформаторів струму

У ТС розрізняють такі види похибок:

- струмова похибка $\Delta I\%$, яка вимірюється у % від первинного номінального струму і чисельно визначається з умови

$$\Delta I\% = -\frac{I_0 \cdot N_1}{I_1 \cdot N_1} \cdot \sin(\alpha + \psi) \cdot 100.$$

При відсутності компенсування похибки, вона завжди має негативний знак;

– кутова похибка δ вимірюється у хвилинах і завжди має позитивний знак, чисельно визначається з умови

$$\operatorname{tg} \delta = \delta = 3440 \cdot \frac{I_0 \cdot N_1}{I_1 \cdot N_1} \cdot \cos(\alpha + \psi);$$

– повна похибка ε вимірюється у % і використовується для проведення вимірювань у перехідних режимах, наприклад, для живлення систем релейного захисту

У процесі експлуатації ТС їх похибки регламентуються класами точності. Клас точності ТС визначається його похибкою у % відносно первинного струму за умови, що він знаходиться у межах (1,0...1,2) від значення первинного номінального струму. Розрізняють дві групи класів точності:

- для вимірювань: 0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10;
- для живлення кіл релейного захисту: 5Р; 10Р.

Для того, щоб ТС задовольняв даному класу точності необхідно, щоб його похибка знаходилася у допустимих межах [2, 17, 25, 43, 47].

Для класів точності 0,2; 0,5 та 1 поле можливих похибок обмежується ломаними лініями з вершинами у точках похибок при значеннях (0,05; 0,2 та 1) I_n (рис.13.3).

Для класів точності 3; 5 та 10 поле можливих похибок обмежується прямими лініями з вершинами у точках похибок при (0,5 та 1,2) I_n , як це показано на рис.13.3.

Для класів точності 0,2; 0,5 та 1 у довідкових даних на ТС [47, 73, 81] визначаються струмова та кутова похибки; для класів точності 3; 5 та 10 визначається тільки струмова похибка; для класів 5Р та 10Р визначаються всі три види похибок.

Для покращення точності вимірювань використовують такі види компенсації похибок ТС.

По-перше, це виткова корекція, яка є найбільш простим способом, що отримав найбільш широке використання, сутність якого полягає у зменшенні кількості витків вторинної обмотки. При цьому додається позитивна похибка, яка компенсує наявну негативну похибку. Приклад компенсації струмової похибки для ТС класу похибки 0,5 показано на рис. 13.3.

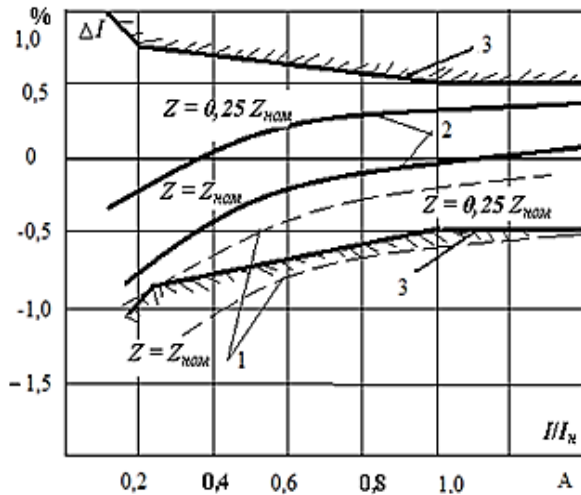


Рисунок 15.3 – Приклад компенсації струмової похибки ТС шляхом виткової корекції [2]:

1 – крива струмової похибки до компенсації; 2 – крива струмової похибки після компенсації; 3 – верхня та нижня межі поля допусків похибки.

При відмотуванні вторинних витків лінія похибок переміщується паралельно самій собі в область позитивних похибок. Головний недолік цього засобу компенсації полягає в тому, що найбільше компенсування необхідно робити в області малих струмів. Однак при цьому у зоні великих струмів (особливо при невеликих навантаженнях) з'являється позитивна похибка, яка може виходити за межі припустимих значень.

На кутову похибку відмотка вторинних витків впливу не має. Компенсування кутової похибки здійснюється введенням короткозамкнутого витка, що розміщується на магнітопроводі ТС. В такому випадку підвищується потужність втрат, а отже компенсація кутової похибки здійснюється лише тоді, коли є запас по струмовій похибці.

13.1.2 Режими роботи трансформаторів струму

У процесі експлуатації розрізняють наступні види роботи ТС.

По-перше, – це *робота при короткому замиканні у первинному колі* [2, 17, 25, 43, 47]. Такий режим характерний для ТС класів 5Р та 10Р. До особливостей цього режиму роботи можна віднести такі:

– підвищені вимог до термічної та динамічної стійкості конструкції внаслідок протікання великих струмів;

– похибка ТС не повинна перевищувати граничне значення (якщо повна похибка буде перевищувати 10 %, то нормальна робота релейного захисту стане неможливою);

– магнітопровід ТС має робити у зоні насичення, що створює додаткові умови для зростання втрат.

Головний показник для цього режиму роботи – це гранична номінальна кратність, яка визначається з умови:

$$K_{гр.н} = \frac{I_{кз}}{I_{1н}}$$

Тоді умова нормальної роботи для ТС має такий вигляд:

$$K_{гр.н} < K_{гр.доп.},$$

де $K_{гр. доп}$ – допустима для даного класу кратність за умови, що похибка не перевищує нормовану.

Існують $K_{5 доп}$ та $K_{10 доп}$, які завдаються у довідкових даних у вигляді графіків [2, 43, 47], приклад яких показано на рис. 13.4.

Другим характерним режимом є *робота ТС за умови наявності аперіодичної складової у струмі короткого замикання*. У трифазних мережах аперіодична складова присутня завжди. Її значення та знак змінюються у широких межах. Найбільш важкий режим роботи спостерігається, коли вона є найбільшою та має позитивний знак. Головним показником у цьому режимі є кратність аперіодичної складової струму намагнічування, яка у найбільш важкому випадку може мати значення:

$$K_{0a} = \frac{I_{0ам}}{I_{0м}} < 12.$$

Зростання струму намагнічування I_0 за рахунок аперіодичної складової $I_{0ам}$ призводить до насичення магнітопроводу з подальшими негативними наслідками [2, 34, 35, 37].

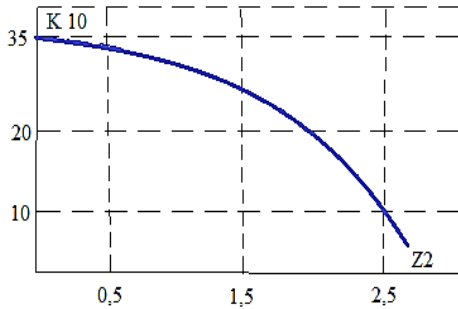


Рисунок 13.4 – Графік допустимої кратності для ТС класу 10P

Третім характерним режимом роботи ТС є *режим автоматичного повторного вмикання* (АПВ). Особливостями такого режиму є наступне:

- у магнітопроводі індукція пропорційна струму намагнічування. У робочому режимі величина індукції у магнітопроводі має значення порядку 0,1 Т. При наявності аперіодичної складової індукція суттєво підвищується і може сягати значення до 1,2 Т. За цих умов можливе насичення магнітопроводу та спотворення форми кривої струму, особливо у момент переходу струму через нуль. Це явище викликає появу додаткової похибки;

- після виникнення струму короткого замикання у магнітопроводі зберігається залишкова індукція, значення якої може сягати 1 Т, і яка може існувати відносно тривалий час. При подальшому вмиканні вимикача на коротке замикання, в умовах однакової полярності сталь магнітопроводу насичується ще більше, що призводить до зростання похибки. Для полегшення роботи ТС у перехідних режимах використовують немагнітні проміжки у магнітопроводі, що зменшує значення залишкової індукції.

Четвертий характерний режим роботи ТС, який може мати місце у процесі експлуатації, це *режим при розімкненій вторинній обмотці*. При звичайному режимі роботи згідно із законом повного струму виконуються такі умови:

$$I_1 N_1 = I_2 N_2 + I_0 N_1,$$

$$I_0 N_1 = (0,003 \dots 0,05) \cdot I_1 N_1.$$

При розмиканні вторинної обмотки під навантаженням ці умови змінюються наступним чином:

$$I_2 N_2 = 0, \quad I_1 N_1 = I_0 N_1.$$

Внаслідок підвищення струму намагнічування виникає насичення магнітопроводу і різке зростання електрорушійної сили (ЕРС) на кінцях розімкненої вторинної обмотки, яка залежить від величини первинного струму і може сягати декількох кіловольт.

Небезпечними чинниками такого режиму є можливість попадання високого потенціалу у кола вимірювання та релейного захисту; а при насиченні магнітопроводу зростає потужність втрат і підвищується температура нагріву елементів ТС. Одним із засобів зменшення цього негативного чинника є використання ТС з немагнітними проміжками.

Немагнітні проміжки у магнітопроводі використовують для покращення роботи ТС у перехідному режимі. В цьому випадку знижується залишкова індукція, зменшується ймовірність насичення сталі, і, як наслідок, підвищується точність вимірювань. Головними недоліками такої конструкції є зростання магнітного опору магнітопроводу, і, як наслідок, – підвищення похибки. Головні вимоги до ТС з немагнітними проміжками є відсутність насичення сталі та значення залишкової індукції не більш, ніж 0,1 Т.

13.1.3 Конструкції трансформаторів струму

В залежності від конструкції первинної обмотки розрізняють два види ТС: це ТС без вбудованої первинної обмотки, так звані шинні

ТС та ТС із вбудованою первинною обмоткою. В залежності від кількості витків первинної обмотки розрізняють два види ТС, це одновиткові та багато виткові.

В одновиткових конструкціях первинна обмотка має вигляд стрижня, труби або пакету шин. Структура такого ТС показана на рис. 13.5.

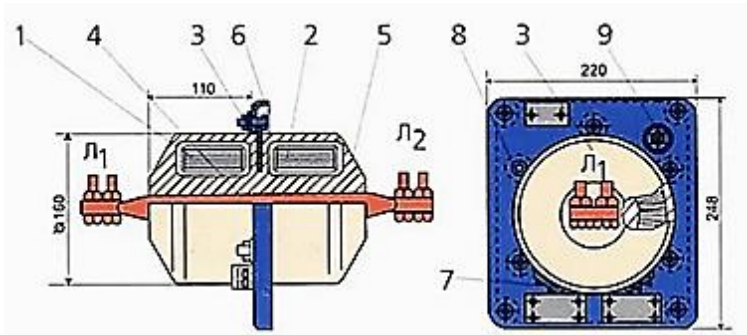


Рисунок 13.5 – Конструкція та структура трансформатора струму типу ТПОЛ – 10 [2, 47]:

1, 2 – осердя, 3 – кільце (фланець) кріплення; 4 – струмопровідний стрижень первинної обмотки; 5 – литий ізоляційний корпус; 6 – опорний фланець; 7 – виводи вторинних обмоток; 8 – виступи кільця кріплення; 9 – болт заземлення.

Особливості такої конструкції ТС:

– при короткому замиканні у первинному колі стрижень первинної обмотки нагрівається, і його діаметр зростає, а головна ізоляція, наприклад лита, залишається холодною. Такі умови утворюють підвищені механічні напруження в ізоляції, і швидкість її механічного старіння зростає. Для уникнення руйнування литої ізоляції на стрижень намотується скляна та перфорована стрічки;

– магнітопровід має форму тору, перевагами якого є те, що повністю використовуються властивості сталі, та рівномірно розміщується вторинна обмотка на магнітопроводі. Це дозволяє зменшити індуктивний опір вторинної обмотки і знизити похибку;

- магнітопровід ізолюється від вторинної обмотки накладками з електрокартону, кріплення яких до магнітопроводу здійснюється за допомогою кіперної стрічки;

- вторинна обмотка виготовляється з мідного проводу, який намотується рівномірно вздовж осердя. Між окремими шарами обмотки встановлюється міжшарова ізоляція, яка виготовляється шляхом намотування стрічки з кабельного паперу;

- головна ізоляція виготовляється з епоксидного компаунду, рідка маса котрого складається з епоксидної смоли, пиловидного кварцового піску та затверджувача.

Головні переваги одновиткової конструкції, – це підвищена електродинамічна стійкість, яка враховує тільки зусилля від шин, що підходять, та простота конструкції. Недоліком є підвищена похибка при вимірюванні малих струмів. Використовуються одновиткові конструкції як прохідні (суміщені з прохідним ізолятором) та вбудовані (є елементом іншої ізоляційної конструкції) ТС за умови, що номінальний струм перевищує 400 А. За умови, що ТС мають декілька вторинних обмоток, вони можуть з'єднуватися паралельно або послідовно. При послідовному підключенні вторинний струм залишається незмінним, а вторинна електрорушійна сила (вторинна потужність) зростають. При паралельному підключенні зростає вторинний струм.

Багатовиткові ТС використовуються за умови, що номінальний струм не перевищує 4000 А і номінальних напругах у межах 6...10 кВ. Структура такого ТС показана на рис. 13.6. До недоліків такої конструкції можна віднести знижену електродинамічну стійкість і підвищене падіння напруги у первинній обмотці через зростання її індуктивного опору. Трансформатори струму типу ТШЛ-10 застосовуються в шинопроводах на коробчастій шині. Вони призначені для установки в комплектні розподільні пристрої (КРУ) і закритих струмопроводах. Трансформатори виконані у вигляді шинної конструкції, мають магнітопроводи та вторинні обмотки. Роль первинної обмотки виконує шина шинопроводу або КРУ. Трансформатори кріпляться до шини, для цього у вікні трансформаторів є два виступи, через які проходять шпильки, за допомогою скоб кріплять трансформатори до струмопровідних шин.

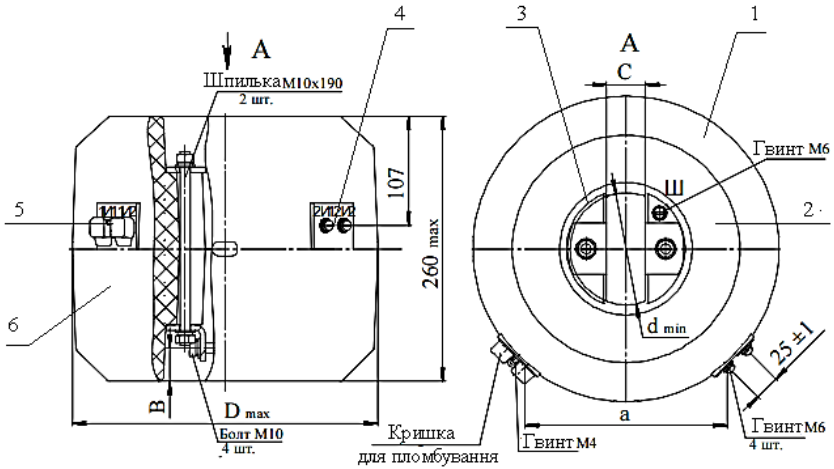


Рисунок 13.6 – Структура багатовиткового ТС типу ТШЛ – 10:

1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка; 3 – ізоляція магнітопроводу;
 4 – виводи вторинних обмоток; 5 – виводи первинних обмоток; 6 – головна ізоляція
 з епоксидного компаунда.



Рисунок 13.7 – Трансформатори струму [79, 84, 88]:

а – серії ТШЛ -20 -1,1-0,5/5Р-1000/1-УХЛ; *б* – серії ТШЛ-СВЕЛ-10 кВ.

Трансформатори струму ТШЛ-СВЕЛ (рис. 13.7) – однофазні за принципом конструкції є шинними з литою ізоляцією. Трансформатор може містити до 4 вторинних обмоток, кожна з яких

розташована на своєму магнітопроводі. Первинною обмоткою трансформатора служить шина розподільного пристрою, що проходить через внутрішнє вікно прямокутного перерізу. Виводи вторинних обмоток розташовані на поверхні литого блоку та пломбуються захисною кришкою.

На класи напруги вищі за 35 кВ в умовах ВРУ використовуються ТС з паперово-оливною конденсаторною ізоляцією (ПМКІ). По конструктивному виконанню ПМКІ поділяється на такі види, які показано на рис. 13.8.

Для виготовлення U – образної ізоляції головна високовольтна ізоляція накладається на первинну обмотку. Магнітопровід зі вторинною обмоткою не ізолюється. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 13.8, а.

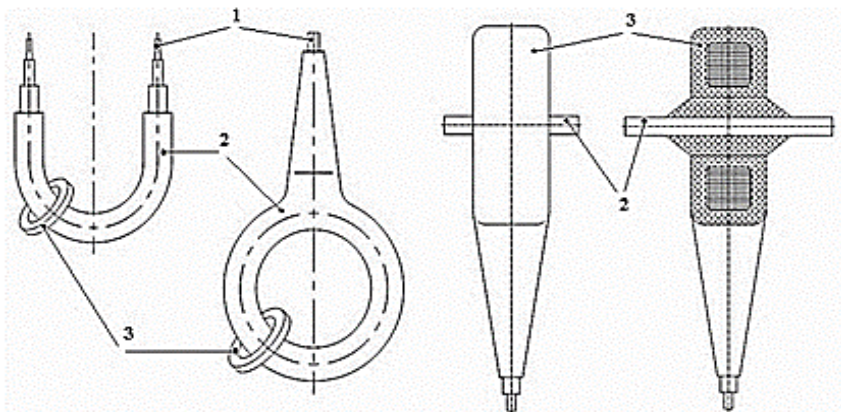


Рисунок 13.8 – Види ПМКІ для конструкцій ТС [2]:

1 – виводи первинної обмотки; 2 – первинна обмотка; 3 – тороїдальний магнітопровід зі вторинною обмоткою.

Для виготовлення ізоляції римовидної форми першого роду високовольтна ізоляція накладається на первинну обмотку, яка має вигляд риму (кільце, яке створює обмотку з хвостом, який утворюється виводами обмотки). Магнітопровід з вторинною обмоткою не ізолюється (див. рис. 13.8, б).

Для виготовлення ізоляції римовидної форми другого роду головна ізоляція накладається на вторинну обмотку. Первинна обмотка не ізолюється (ізолюється тільки відносно землі) (рис. 13.8, в).

Для виготовлення ізоляції римовидної форми третього роду головна ізоляція розподіляється порівну між первинною та вторинною обмотками. Зовнішня конденсаторна обкладка первинної обмотки з'єднується гальванічно із зовнішньою конденсаторною обкладкою вторинної обмотки (рис. 13.8, з).

Каскадна ізоляція – це багатоступенева конденсаторна система, яка збирається з вище позначених елементів. Такі системи використовують на класи напруги вищими за 220 кВ, наприклад, у каскадних ТС.

Найбільш широке використання отримали ізоляційні конструкції у вигляді вісімки або римовидної форми (див. рис. 13.8, б). Вид загальний та структура ТС такої конструкції показано на рис. 13.9.

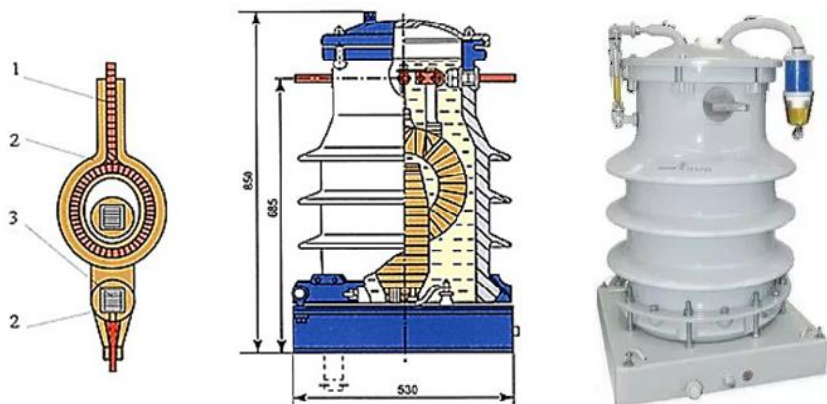


Рисунок 13.9 – Вид загальний та структура ТС типу ТФЗМ-40,5 [2, 42, 60]:

1 – первинна обмотка; 2 – ізоляція; 3 – вторинна обмотка.

Трансформатор ТФЗМ-35 (ТФЗМ-40,5 П-І) виробництва ТОВ «Запорізький високовольтний альянс» – це однофазний оливний

вимірювальний трансформатор струму із зовнішньою порцеляною ізоляцією. Слугує для зменшення високих первинних значень струму до значень придатних для вимірювань, виробляє сигнал вимірювальної інформації для електровимірювальних приладів, а також ланцюгів релейного захисту та автоматики. Трансформатори струму серії ТФЗМ виготовляються в однокаскадній конструкції. В ролі зовнішньої ізоляції трансформатора виступає порцелянова покривка [2, 42].

До конструктивних особливостей таких ТС можна віднести наступні:

- первинна обмотка виготовляється з гнучкого багатожильного проводу і може мати декілька паралельних гілок, які можна підключати паралельно або послідовно;

- ПМКІ виготовляється зі стрічки конденсаторного паперу товщиною 0,12 мм, яка намотується по спіралі у напівнахлесту;

- активна частина ТС після виготовлення та сушки у середовищі вакууму встановлюється у порцеляновий корпус, який заповнюється трансформаторною оливою;

- у газонаповнених ТС замість паперу використовується плівка зі спеціальних матеріалів на основі поліетилену. Замість трансформаторної оливи використовують елегаз. Замість порцелянкової покривки використовують збірну покривку, яка складається з паперово-епоксидного циліндру з нанесенням на нього ребер з кремнійорганічної гуми [2, 34, 35, 36, 37, 42].

Газонаповнені трансформатори струму ТРГ-УЕТМ®-35 (серії ТРГ) призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту та для керування в пристроях змінного струму частоти 50 Гц або 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ (рис. 13.11).

Крім того вони призначені для експлуатації у відкритих та закритих розподільних пристроях в діапазоні температур від плюс 40 °С до мінус 60 °С (кліматичне виконання УХЛІ категорія розміщення 1), у вибухобезпечному навколишньому середовищі, яке не містить агресивних газів і парів в концентраціях, що руйнують метали та ізоляцію.

ТС має високий клас точності обмотки для вимірювання - аж до класу комерційного обліку електроенергії 0,2 S. Можливість

виготовлення трансформатора зі спеціальною комплектацією вторинними обмотками (наприклад, з двома обмотками для вимірювання). Відсутність внутрішньої твердої ізоляції виключає виникнення часткових розрядів, дозволяє не проводити періодичні перевірки і випробування ізоляції, а також знижує до мінімуму ймовірність внутрішнього пробоя ізоляції. Посилене кріплення стійки з активною частиною гарантує збереження виробу навіть в жорстких умовах транспортування і при будь-яких динамічних навантаженнях при експлуатації.



а



б



в

Рисунок 13.10 – Газонаповнені трансформатори [42, 60, 62]:

- а* – ТС серії ТОГ 245 кВ з силіконовою зовнішньою ізоляцією;
- б* – ТС серії ТОГФ 123 кВ з порцеляною зовнішньою ізоляцією;
- в* – ТС серії ТРГ-35 кВ.

Трансформатор струму серії ТРГ є конструкцією, у верхній частині якої розташований металевий корпус, закріплений на опорному ізоляторі. Ізолятор, в свою чергу, закріплений на станині, в якому знаходиться коробка виводів вторинних обмоток. В

металевому корпусі закріплена первинна обмотка і її виводи, всередині корпусу розміщуються вторинні обмотки. Внутрішні порожнини корпусу і ізолятора заповнені ізолюючим газом. Конструкція первинної обмотки дозволяє отримати різні коефіцієнти трансформації при змінній кількості витків методом послідовно-паралельного з'єднання секцій первинної обмотки. Конструкція такого ТС дозволяє виготовлення без перемикання з одним коефіцієнтом трансформації.

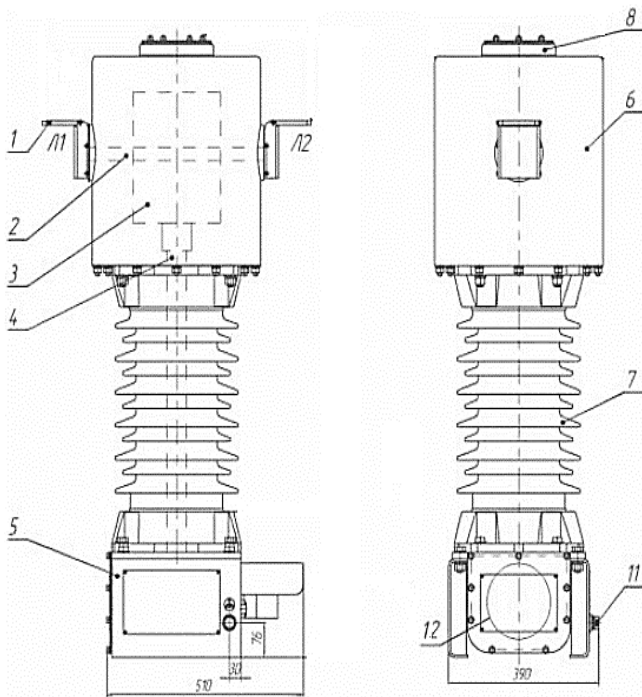


Рисунок 13.11 – Трансформатор струму ТРГ-УЕТМ-35 [60]:

- 1 (Л1, Л2) – виводи первинної обмотки; 2 – струмопровідний стрижень;
- 3 – блок вторинних обмоток; 4 – стійка; 5 – це стійка; 6 – резервуар;
- 7 – ізолятор; 8 – мембранний вузол; 9 – клапан для заправки газом;
- 10 – сигналізатор ущільнення; 11 – болт заземлення.

Наряду з традиційними видами ТС на сучасному ринку з'явився новий клас вимірювачів електричного струму, яким є волоконно-оптичні перетворювачі струму (ВОПС) або оптичні трансформатори струму (ОТС) [2, 64, 71, 77, 125]. Ретельний аналіз сучасного стану ОТС проведено в [103].

Оптичні трансформатори струму вільні від багатьох недоліків, властивих традиційним електромагнітним ТС. Перш за все це стосується електро- і пожежної безпеки, екологічності, зручності монтажу і простоті обслуговування, відсутності ефектів насичення і гістерезису при коротких замиканнях на лініях електропередавання і в електрообладнанні розподільних пристроїв систем електропостачання. Крім того, ВОПС дозволяє вимірювати параметри електричного струму без додаткового споживання енергії з лінії, в той час, як вимір струму традиційними трансформаторами призводить до відбору електричної енергії. Наприклад, класичні трансформатори струму і напруги за рахунок навантаження вторинних кіл апаратурою релейного захисту та автоматики (РЗА) тощо, споживали з первинної мережі від 500 ВА до 1 800 ВА на одну фазу. Сучасні електронні трифазні ТС і ТН навіть з урахуванням резервування споживають не більше 200 ВА, багатофункціональні термінали РЗА – приблизно стільки ж. Такі м чином можна сказати, що технологічні втрати електроенергії, викликані роботою систем обліку, захисту та протиаварійної автоматики знизяться орієнтовно в 2-5 разів при переході на цифрові технології [2, 64, 71, 77, 125]. Відзначимо також, що ключовою особливістю ВОПС є уявлення вихідної інформації про вимірювальний струм в цифровому вигляді (код). Цей факт дозволяє без додаткових перетворень збирати, обробляти, зберігати і передавати інформацію на будь-яку відстань в реальному часі. Типова схема оптичного ТС містить чутливий елемент у вигляді декількох витків ОВ (оптоволокна), розташованих у жорсткій захисній оболонці з немагнітного матеріалу, тобто струмову головку для ОТС, та електронно-оптичний блок (ЕОБ), що з'єднується з чутливим елементом через оптичний крос (рис. 13.12) [2].

На схемі відображені інтерфейси: V_2 – потенційний вихід; I_2 – струмовий вихід; Код – вихід АЦП. ЕОБ генерує за допомогою вбудованого лазера та модулятора на своєму оптичному виході

монохроматичний циркулярно поляризований світловий сигнал, який направляється по оптоволокну, який підтримує поляризацію, на вхід чутливого елемента. У чутливому елементі площина поляризації сигналу піддається під впливом магнітного поля H_1 струму I_1 відповідному повороту на кут Фарадея, а з виходу чутливого елемента світловий сигнал надходить на оптичний вхід ЕОБ, де на фазовому детекторі з нього формується електричний вимірювальний сигнал. Далі цей сигнал через аналого-цифровий перетворювач (АЦП) надходить у вигляді цифрового коду певної розрядності на дискретний інтерфейсний вихід ЕОБ і далі через цифро-аналоговий перетворювач (ЦАП) на підсилювач, де формуються нормовані аналогові вихідні сигнали у вигляді напруги або струму для видачі на аналоговий інтерфейс ЕОБ.

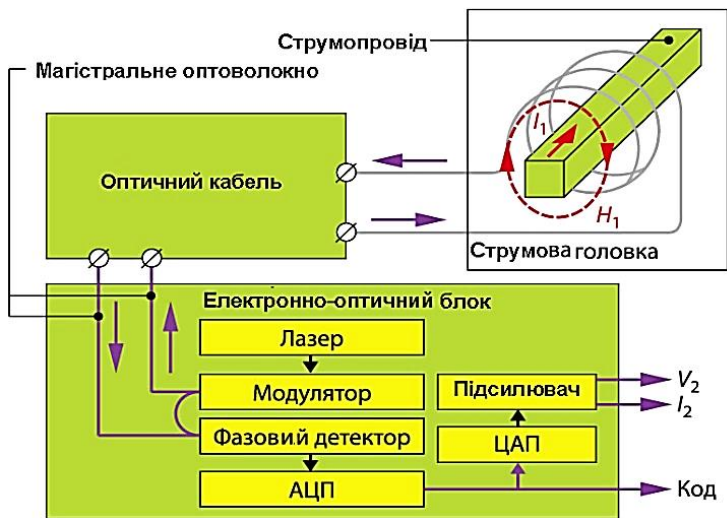


Рисунок 13.12 – Спрощена структурна схема оптичного трансформатора струму

Таким чином, вимірювальна інформація може бути отримана на виході ЕОБ для подальшої обробки. У тому випадку, коли чутливий елемент за технологічними вимогами, наприклад, на високовольтних підстанціях, має бути віддалений від ЕОБ (майже до 1 км), для

підключення чутливого елемента додатково використовується магістральне ОВ, що зберігає поляризацію, і кросовий блок (кабельний бокс), який підключає його до ОВ чутливого елемента. Склад обладнання і функції, який повинен виконувати ЕОБ, залежить від виробника і карти замовлення виробу. Зокрема, ЕОБ, що містить вбудований годинник, мікропроцесор і пам'ять, здатний перетворювати в реальному часі поточні цифрові коди АЦП в іменовані цифрові результати вимірювань основної та похідної гармоніки вимірюваного струму, накопичувати їх в пам'яті за різні інтервали часу і видавати результати вимірювань через цифровий інтерфейс в цифрову обчислювальну мережу об'єкта або суб'єкта обліку. Тим самим ОТС або оптоволоконні (оптичні) перетворювачі струму (ОПС), на відміну від їх електромагнітних аналогів, легко можна включати в ті чи інші цифрові системи (наприклад, цифрові підстанції відповідно до стандарту [2]), минаючи проміжне використання вимірювальних приладів.

Одною з перших у розробках оптичних вимірювальних трансформаторів наприкінці минулого століття стала канадська компанія NxtPhase, яка сьогодні входить до складу групи Areva.

Розглянемо ОЕТТ виробництва фірми NXPPhase (рис. 13.13, а). Варто зауважити, що NXPPhase запропонували нову конструкцію ОЕТТ з розімкненою оптичною петлею NXCT-F3, зображеною на рис. 13.13, б). Оптичні трансформатори струму NXCT-F3 можуть бути використані в інформаційно-вимірювальних системах технічного і комерційного обліку і контролю якості електричної енергії [2, 47, 128].

Трансформатор має вимірювальний датчик, виконаний у вигляді декількох витків розімкненої волоконно-оптичної петлі, що охоплює високовольтний ввід, генераторну шину, або провідник зі струмом. Особливості конструкції дозволяють встановлювати трансформатор в тих місцях, де установка традиційних мідних трансформаторів є дуже ускладненою, або просто неможлива. Вимірювальна петля датчика є оптичне волокно, що зберігає поляризацію, підключається до штатного комплексу електроніки NXCT зі стандартним набором вихідних інтерфейсів. Клас оптичних датчиків струму та напруги може займати суттєве місце в системах моніторингу, контролю та управління в енергетиці, металургійній, хімічній, суднобудівельній та оборонній промисловості. Схема оптичного ТС складається з чутливого елемента

у вигляді кількох витків оптичного волокна, що намотані навколо струмопроводу і розміщені в захисній оболонці з немагнітного матеріалу, і електронно-оптичного блоку, що сполучений з чутливим елементом.



Рисунок 13.13 – Оптичні вимірювальні трансформатори фірми NXTPHase [2, 47]:

- a* – вимірювальний оптичний трансформатор струму NXCT;
- б* – трансформатор струму з оптичною петлею, яка розмикає NXCT-F.

13.1.4 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму, призначені для живлення вимірювальних приладів, вибираються згідно з [2, 5, 41, 46, 47, 61, 123]:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (13.1)$$

- по номінальному струму

$$I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (13.2)$$

причому, номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;

- по конструкції та класу точності;
- з електродинамічної стійкості

Електродинамічна стійкість у каталозі задана в одній з двох форм:

а) заданий номінальний струм електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ (максимальне значення повного струму);

б) задана кратність номінального струму електродинамічної стійкості у вигляді

$$K_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{дин}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}}. \quad (13.3)$$

Умови перевірки за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (13.4)$$

або

$$i_y \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (13.5)$$

- з термічної стійкості.

Термічна стійкість у каталозі задана також в одній із двох форм:

а) задана кратність номінального струму термічної стійкості як

$$K_{\text{тер}} = \frac{I_{\text{тер}}}{I_{1\text{ном}}}. \quad (13.6)$$

та допустимий час $t_{\text{тер}}$ протікання струму $I_{\text{тер}}$;

б) задані номінальний струм термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ та допустиме час його протікання $t_{\text{тер}}$.

Умови перевірки термічної стійкості наступні:

$$B_{\text{к}} \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (13.7)$$

або

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (13.8)$$

Номінальні дані трансформаторів струму наведені у [5, 42, 47, 54, 59, 60, 61, 62, 71, 77, 79]. Вибір класу точності визначає призначення трансформатора струму. У відповідність з ПУЕ:

а) трансформатори струму для включення електровимірювальних приладів повинні мати клас точності не нижче за 3;

б) обмотки трансформаторів струму для приєднання лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5;

в) для технічного обліку допускається застосування трансформаторів струму клас точності 1.

Для забезпечення обраного класу точності необхідно, щоб дійсне навантаження вторинного ланцюга Z_2 не перевищувала нормованого для цього класу точності навантаження $Z_{2\text{ном}}$, Ом, тобто.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (13.9)$$

Розглянемо докладніше вибір трансформаторів струму по вторинному навантаженню. Індуктивний опір струмових ланцюгів невеликий, тому

$$Z_2 \approx r_2. \quad (13.10)$$

Вторинне навантаження r_2 складається з опору приладів $r_{\text{прил}}$, з'єднувальних проводів $r_{\text{пр}}$ та перехідного опору контактів $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \cdot \quad (13.11)$$

Опір приладів визначається за виразом

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (13.12)$$

де $S_{\text{прил}}$ – потужність, що споживається приладами;

$I_{2\text{ном}}$ – вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймається 0,05 Ом за умови двох - трьох приладів та 0,1 Ом при більшій кількості приладів. Опір з'єднаних проводів залежить від їх довжини та перерізу. Щоб трансформатор струму працював у заданому класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \cdot \quad (13.13)$$

Прийнявши $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, визначається $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} \cdot \quad (13.14)$$

Знаючи $r_{\text{пр}}$ можна визначити переріз з'єднувальних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (13.15)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (дроту). Проводи з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) застосовуються у вторинних колах основного та допоміжного обладнання потужних електростанцій з агрегатами

100 МВт та більше, а також на підстанціях з напругою вищою за 220 кВ. В інших випадках – у вторинних колах застосовуються дроти з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,0283$);

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина сполучних приводів, що враховує схеми включення приладів та трансформаторів струму (рис. 13.14).

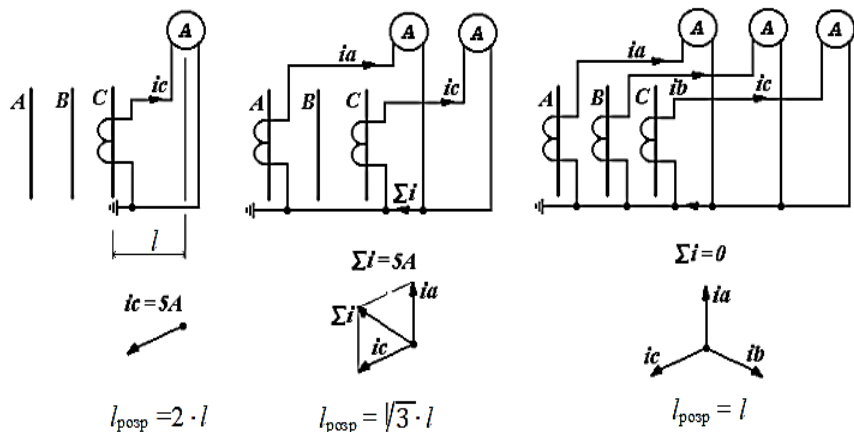


Рисунок 13.14 – Довжина з'єднувальних (проводів) дротів в метрах від трансформаторів струму до приладів (в один кінець) для різних приєднань, які можна приблизно визначити згідно з таблицею 13.1.

Для підстанцій зазначені довжини знижують на 15...20%. В якості з'єднувальних дротів (проводів) застосовуються багатожильні контрольні кабелі з паперовою, гумовою, поліхлорвініловою або поліетиленовою ізоляцією в свинцевій, гумовій, поліхлорвінілової або спеціальній теплостійкій оболонці.

Як вже було зазначено, за умовою міцності дротів переріз з'єднувальних проводів не повинен бути менше 4 мм^2 для алюмінієвих жил та $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил. Переріз більший за 6 мм^2 зазвичай не застосовується.

Таблиця 13.1 – Довжина з'єднувальних дротів від трансформаторів струму до приєднань пристроїв мережі

Усі кола ГРУ 6...10 кВ, крім ліній до споживачів	40...60 метрів
Кола генераторної напруги блокових електростанцій	20...40 метрів
Лінії 6...10 кВ до споживачів	4...6 метрів
Усі кола розподільних пристроїв (РУ):	
35 кВ	60...76 метрів
110 кВ	75...100 метрів
220 кВ	100...150 метрів
330 ... 500 кВ	150 ... 175м
Синхронні компенсатори	25...40 метрів

13.2 Вимірювальні трансформатори напруги

Трансформатори напруги (ТН) використовують для перетворення високої напруги у низьку напругу стандартної величини, зручної для вимірювання, яка має значення 100 В або $100/\sqrt{3}$ В, що дозволяє використовувати стандартні вимірювальні прилади та релейний захист. Загальні відомості о ТН та їх головні параметри наведено у [17, 26, 28, 29, 47, 55]. У мережах високої напруги ТН виконують такі функції, як ізоляція мереж низької напруги (вимірювання та релейний захист) від високих потенціалів та отримання стандартного значення вторинної напруги.

Первинна обмотка ТН ізолюється від вторинної на повний клас напруги, а один з виводів вторинної обмотки заземлюється. Вид загальний та структуру ТН показано на рис. 13.15, а електрична схема вмикання ТН – на рис. 13.16, а. ТН можна класифікувати за такими ознаками:

- за кількістю обмоток (дво- або триобмоткові);
- за кількістю фаз (одно- або трифазні);
- за класом точності, який визначає величину похибки ТН;
- за способом охолодження (оливні, повітряні, елегазові);

– за способом встановлення (для внутрішнього або зовнішнього).

Головними номінальними параметрами ТН є:

- номінальні первинна та вторинна напруги;
- номінальний коефіцієнт трансформації;
- похибка по напрузі $\Delta U\%$, яка завдається у % відносно номінальної первинної напруги;
- кутова похибка δ , яка вимірюється у хвилинах;
- номінальна потужність, це найбільша потужність при коефіцієнті потужності 0,8, яка може бути отримана з ТН при умові, що похибка не виходить за межі класу точності. Причини виникнення похибки це активні та реактивні опори ТН, а також наявність струму намагнічування.

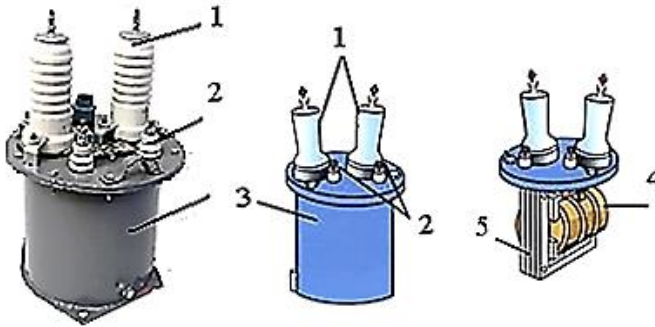


Рисунок 13.15 – Загальний вид та структура трансформатора напруги типу НОМ – 10 [2, 47]:

- 1 – виводи високої напруги; 2 – виводи низької напруги; 3 – сталевий бак з трансформаторною оливою; 4 – первинна та вторинна обмотки; 5 – магнітопровід.

Для розрахунків та проектування ТН використовують еквівалентну електричну схему заміщення, яка приведена на рис. 13.15, б, де використовуються наступні позначення:

r_1, x_1 – відповідно активний та індуктивний опори первинної обмотки;

r_2, x_2 - відповідно активний та індуктивний опори вторинної обмотки;

r_0, x_0 – відповідно активний та індуктивний опори кола намагнічування;

$I_{1Н}, I_{2Н}, I_{0Н}$ – відповідно первинний, вторинний та струм намагнічування.

На основі еквівалентної схеми заміщення будується векторна діаграма, на якій відображені всі складові схеми заміщення з урахуванням їх взаємного впливу. Така векторна діаграма дозволяє моделювати поведінку ТН при зміні його параметрів. Векторна діаграма та особливості її побудови наведені у [2, 50].

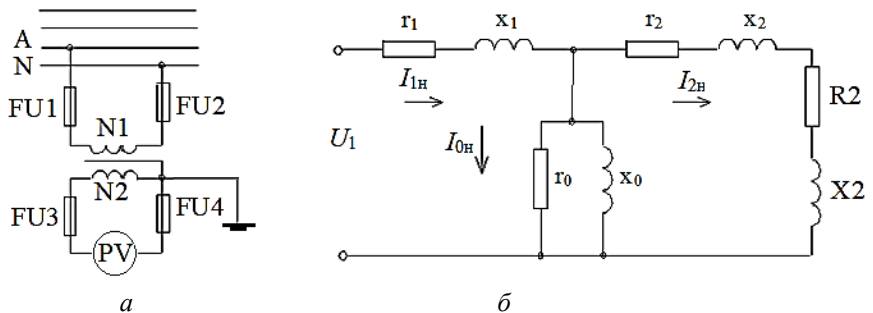


Рисунок 13.16 – Схеми електричні ТН:

a – схема підключення ТН; *б* – еквівалентна Т-образна схема заміщення ТН.

13.2.1 Похибки та класи точності трансформаторів напруги

У ТН, аналогічно як і у ТС, розрізняють два типи похибок, а саме: похибка по напрузі та кутова похибка. За відсутності компенсації похибка по напрузі має негативний знак і складається з двох частин. Перша частина визначається струмом намагнічування, друга – струмом навантаження і є найбільш впливовою на похибку.

Існують такі засоби зниження похибок:

- зменшення активного опору обмоток за рахунок зменшення густини струму в обмотках, яка має значення приблизно рівне $0,3 \text{ А/мм}^2$;

- зниження індуктивного опору обмоток за рахунок зменшення відстані між первинною та вторинною обмотками;

- зниження потужності навантаження;

– зниження первинної напруги в порівнянні з номінальним значенням викликає підвищення похибки.

Кутова похибка в залежності від типу навантаження може мати як позитивний знак (при активному навантаженні), так і негативний знак (при індуктивному навантаженні). Кутова похибка складається з двох частин. Перша частина визначається струмом намагнічування, друга – струмом навантаження і є найбільш впливовою на похибку. Чинники, що мають вплив на кутову похибку аналогічні чинникам, що впливають на похибку по напрузі [2, 50]. Розрізняють такі класи точності ТН:

– клас 0,2 використовується для проведення точних вимірювань (тестові перевірки, вимірювання тощо);

– класи 0,5 та 1 використовується для пристроїв та приладів вимірювання;

– клас 3 використовується для живлення релейного захисту.

Для класів точності 0,2; 0,5 та 1 у довідковій літературі [42, 54, 59, 60, 62, 79, 84] нормуються обидва типи похибок. Для класу 3 – нормується тільки похибка по напрузі.

Компенсація похибки по напрузі досягається зменшенням кількості витків первинної обмотки, при цьому вводиться позитивна похибка, яка компенсує існуючу негативну похибку. Величина позитивного додатку похибки обирається таким чином, щоб при холостому ході ТН мав найбільш можливу для даного класу точності позитивну похибку. На кутову похибку виткова корекція впливу не має.

Компенсація кутової похибки можлива тільки для трифазних систем, для чого первинна обмотка повинна складатися з двох частин, як показано на рис. 13.17, *а*, тобто – це основні витки (AX, BY, CZ) та компенсуючі (OA_1, OB_1, OC_1), які підключені зустрічно в іншу фазу. Процес компенсації кутової похибки для фази В показано на рис. 13.17, *б*, де вектор OB – це фазна напруга до компенсації; вектор OC_1 – це напруга витків компенсування; вектор OB_k – це фазна напруга після компенсації. Внаслідок компенсації вектор електрорушійної сили первинної обмотки (а також первинної напруги) повертається на кут δ_k за годинною стрілкою. Якщо змінити компенсуючі витки OC_1 на компенсуючі витки OA_1 , то забезпечується компенсація (повертання вектору OB_k) у іншому напрямку.

13.2.2 Схеми вмикання трансформаторів напруги

Розрізняють наступні види схем вмикання ТН.

Схема розімкненого трикутника, яка показана на рис. 13.18, а, яка застосовується для вимірювання потужності та енергії.

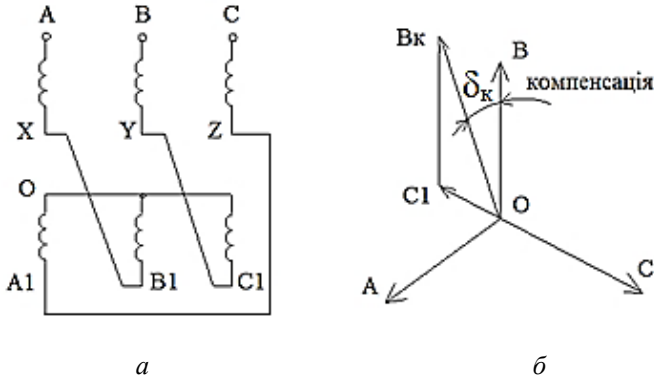


Рисунок 13.17 – Схема компенсування кутової похибки ТН для трифазного ТН

Ця схема будується на основі двох ТН з ізолюваними виводами і дозволяє отримати напругу між точками (а-в) та (в-с) 100 В, а між точками (а-с) 200 В. Недолік вимірювання між точками (а-с) це зростання похибки за рахунок складання похибок двох обмоток.

Схема з трьома однофазними трансформаторами, яка показана на рис. 13.18, б, дозволяє отримати напруги 100 В (при підключенні навантаження $R_{навл}$) та $100/\sqrt{3}$ В (при підключенні $R_{навл2}$). Для контролю ізоляції від однофазних замикань на землю кожний ТН має додаткову обмотку, які у схемі підключаються у розімкнений трикутник (а.д.х.д). У нормальному режимі струми у обмотках урівноважуються, і результуючий струм I_d дорівнює нулю. У випадку однофазного короткого замикання на землю симетрія струмів порушується, під впливом I_d спрацьовує реле і утворює відповідний сигнал.

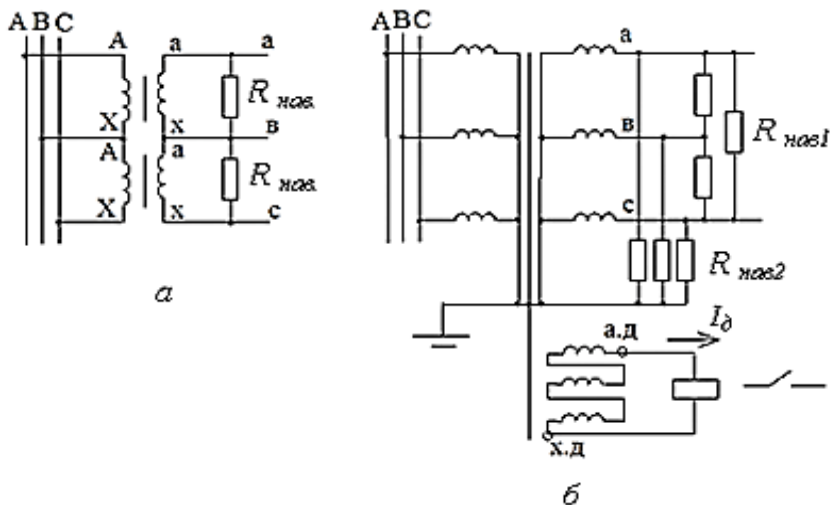


Рисунок 13.18 – Схеми підключення ТН

При вмиканні трифазних ТН розрізняють тристрижневі та п'ятистрижневі ТН [2, 28, 29, 47, 128]. Тристрижневі конструкції виконуються із заземленою нульовою точкою на стороні ВН. Якщо нейтраль не заземлена, то при короткому замиканні на землю, наприклад, фази С, у обмотках фаз А і В встановлюється лінійна напруга. Магнітний потік фази С дорівнює сумі потоків фаз А і В, струм у обмотці фази С зростає і обмотка перегрівається. Тому такі конструкції використовуються у мережах із заземленою нейтраллю, де тривала робота у аварійному режимі відсутня.

Для проведення вимірювань та контролю ізоляції у мережах з ізолюваною нейтраллю використовують п'ятистрижневі ТН, схема якого показана на рис. 13.19.

При замиканні на землю магнітні потоки непошкоджених фаз проходять по зовнішнім стрижням і не підвищують температуру обмотки. Додаткова обмотка а.д-х.д використовується для сигналізації та живлення РЗА та вмикається за схемою розімкненого трикутника.

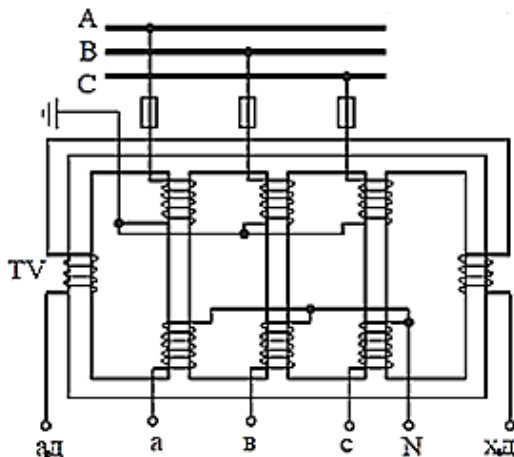


Рисунок 13.19 – Схема з'єднань обмоток трифазного п'ятистрижневого трансформатора напруги з додатковою обмоткою, розташованою на основних стрижнях

Каскадні ТН використовуються на напруги вище за 110 кВ і в залежності від типу внутрішньої ізоляції можуть бути оливонаповненими (наприклад серія НКФ) [2, 42, 60] або елегазовими (наприклад серія НКГ) [42, 60, 62]. Основа серії НКФ – модуль, який має два каскади, кожний з яких має двострижневий магнітопровід, на якому розміщені обмотки. Принципова електрична схема такого модулю показана на рис. 13.20, а.

Обмотки високої напруги ВН1 та ВН2 (рис. 13.20, а) та позиції 4 та 7 (рис 13.20, б) утворюють два каскади, кожний з яких розміщується на відповідному стрижні. На цих же стрижнях розміщуються обмотки зв'язку між каскадами ($N_{зв1}$ та $N_{зв2}$ на рис. 13.20, а та поз. 5 на рис. 13.20, б). На нижньому стрижні також розміщені вторинна обмотка (а-х) та додаткова обмотка (а.д-х.д) для контролю однофазних замикань на землю.

Принцип роботи схеми такий. Якщо навантаження відсутнє, то напруга поділяється порівну між каскадами ВН1 та ВН2. При ввімкненні навантаження струм вторинної обмотки I_2 розмагнічує обмотку ВН2, і напруга на обмотці ВН1 підвищується. По обмоткам зв'язку $N_{зв1}$ та $N_{зв2}$ починає протікати струм небалансу, який

підмагнічує обмотку ВН2 та розмагнічує обмотку ВН1 до усунення небалансу, тобто вирівнювання розподілу напруги між каскадами.

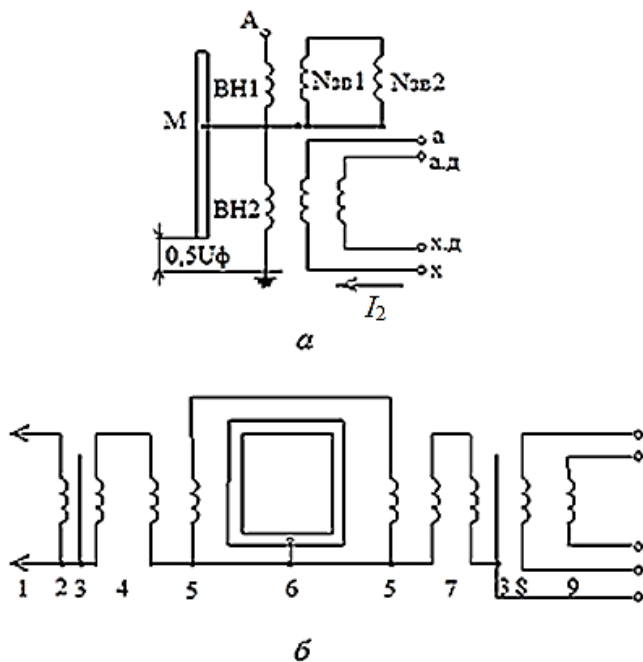


Рисунок 13.20 – Схеми модулю ТН типу НКФ -123:

- 1 – роз'єми модулів; 2 – обмотки зв'язку між модулями; 3 – електростатичний екран; 4, 7 – каскади первинної обмотки; 5 – обмотки зв'язку між каскадами;
- б – двострижневий магнітопровід; 8 – вторинна обмотка для вимірювань;
- 9 – обмотка для сигналізації (додаткова).

Головною перевагою ТН типу НКФ є зменшення маси та габаритів за рахунок електричної ізоляції. У серію входять типи НКФ – 123, 245, 362 та 525.

13.2.3 Конструкції трансформаторів напруги

На класи напруги до 35 кВ конструкції ТН не відрізняються від силових трансформаторів, але мають такі особливості:

- індукція у магнітопроводі значно менша, ніж у силових трансформаторів, що необхідно для зниження похибки;
- відсутність насичення сталі у режимі можливого перевантаження по напрузі.

У ТН використовуються такі види електричної ізоляції: суха ізоляція, яка використовується на напруги 3...6 кВ; масляна ізоляція, яка використовується на напруги 3...35 кВ; лита ізоляція, яка використовується на напруги 3... 35 кВ; паперово-оливна конденсаторного типу, яка використовується на напруги, вищими за 35 кВ; елегазова ізоляція, яка використовується на напруги вищими за 110 кВ.

На класи напруги до 35 кВ частіше використовують ТН однофазного виконання. Структуру такого ТН показано на рис. 13.14), особливостями якої є наступне:

- магнітопроводи для ТН поділяються на два типи:
 - а) броньові, у яких ярма магнітопроводу розташовані з торців та з боків обмотки. Використовуються у однофазних ТН на класи напруги від 6 кВ до 35 кВ, оскільки добре вписуються у бак круглої форми;
 - б) стрижневі, у яких ярма розташовані з торців обмотки. Використовуються у трифазних ТН (тристрижневі на класи напруги від 6 кВ до 20 кВ і двострижневі – у каскадних ТН). Стрижень – це частина магнітопроводу, на яку одягається обмотка. Ядро – це частина магнітопроводу, яка перемикає собою стрижні і не має обмотки;
 - стрижні або осердя шихтуються з прямокутних пластин електротехнічної сталі товщиною 0,35 мм або 0,5 мм;
 - на поверхню пластин наноситься ізоляційна плівка методами фосфатування, лакування, оксидацією тощо;
 - пластини магнітопроводу нарізуються вздовж прокатки, тому що в цьому випадку магнітна проникність максимальна, а питомі втрати у декілька разів нижче;
 - у місці стиковки магнітний потік повертається на 90° і розташований впоперек прокатки, що призводить до зростання втрат;
 - використання холоднокатаної сталі суттєво зменшує площу перерізу осердя при збереженні значення струму холостого ходу;

- пакети пластин осердя з'єднуються у пакети сталевими шпильками або спеціальними хомутами;
- багатоступенева форма осердя дозволяє мінімізувати діаметр обмотки і масу міді, однак при цьому підвищується складність технології виготовлення;
- для виготовлення обмотки використовують провід круглого перерізу марки ПЕЛ або його аналоги, при цьому кількість витків обмотки може складати: первинної від 3000 до 30000 витків, а вторинної – від 20 до 250 витків.

За конструкцією розрізняють два види обмоток:

а) шарова обмотка, структура якої показана на рис. 13.21 (обмотка П). Ізоляційний каркас виготовляється у вигляді циліндру паперово-бакелітового або з електрокартону. Між шарова ізоляція виготовляється зі стрічки конденсаторного паперу товщиною 0,12 мм, яка намотується у декілька шарів. Перевагою шарової ізоляції є спрощення конструкції, недоліком є підвищена напруга між кінцевими витками суміжних шарів, що потребує підвищення товщини між шарової ізоляції. Тому такі й тип ізоляції використовується для виготовлення обмоток низької напруги;

б) котушкова ізоляція, структуру якої показано на рис. 13.20 (котушки А, Б). Кільцева торцева ізоляція виготовляється у вигляді дисків з електрокартону, які надягаються на ізоляційний циліндр для закріплення окремих котушок обмотки і отримання жорсткості конструкції. Екран використовується для рівномірного розподілу грозових імпульсів перенапруг уздовж витків обмотки. Ємнісні кільця виготовляють у вигляді шайб з електрокартону, які обмотуються стрічкою з мідної фольги та зверху ізолюються стрічкою з кабельного паперу. Зібрана обмотка просочується лаком з подальшою термообробкою.

Особливості конструкцій ТН серії НКФ є наступними [2, 60]:

- трансформатори збираються шляхом встановлення модулів один на одній у вертикальній площині. Принципова електрична схема підключення модулів показана на рис. 13.22;

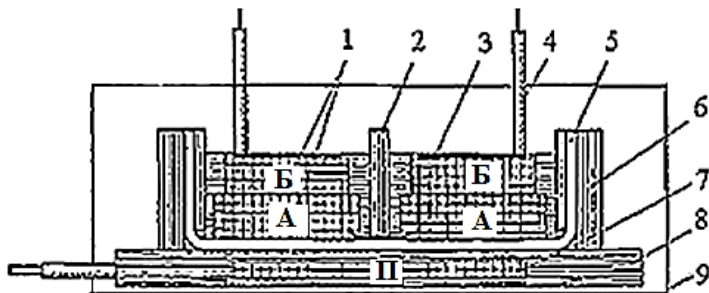


Рисунок 13.21 – Будова багатошарової котушкової обмотки ВН трансформатора напруги типу НОМ-35-66:

1 – обмотки ВН (котушки А та Б); 2 – шайби з електрокартону;
 3 – електростатичний екран; 4 – спільний вивідний кінець (з гнучкого проводу) від обмотки ВН та електростатичного екрану; 5 – відбортований циліндр з кабельного паперу; 6 – шайби кінцеві з електрокартону; 7 – обмотка НН (II);
 8 – циліндр з електрокартону; 9 – контури вікна магнітопроводу.

– лінійний кінець А, що розташований на кришці оливорозширювача нижнього модулю, підключається до кінця Х, який розміщений на кінці обмотки верхнього модулю (рис. 13.22);

– конструкції ТН серії НКФ-362 та НКФ-525 мають кільцеві екрани для вирівнювання напруженості поля в зоні верхнього електроду з високим потенціалом. Тип НКФ-525 складається з 4 послідовно з'єднаних модулів. Вторинні обмотки має тільки нижній модуль;

– густина струму в обмотках ТН незначна для зниження похибки;

– при використанні ТН у якості джерела живлення (потужності) вторинне навантаження можна підвищувати до 10 разів відносно номінального значення [2, 42].

Загальний вид модулю на клас напруги 110 кВ показано на рис. 13.23, де прийняті такі позначення: 1 – це сталева основа з фланцем кріплення; 2 – виводи вторинних обмоток; 3 – порцелянова покришка; 4 – верхній сталевий бак оливорозширювача; 5 – ввід високої напруги. Вид загальний та конструктивні особливості ТН провідних світових виробників наведені в [2].

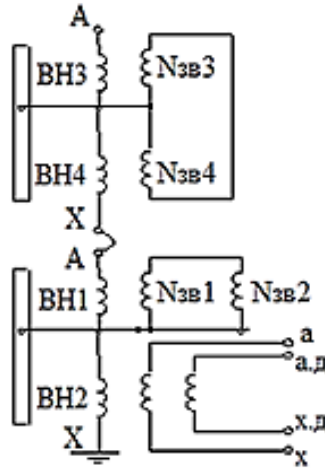


Рисунок 13.22 – Електрична принципова схема підключення модулів трансформатора напруги типу НКФ – 245

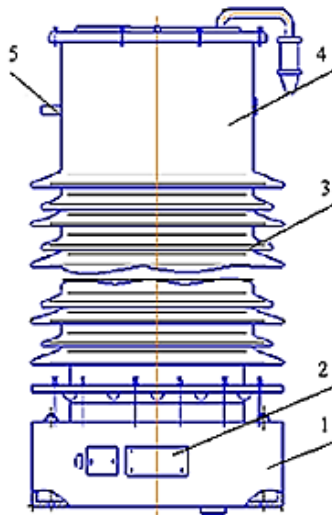


Рисунок 13.23 – Загальний вид модулю ТН типу НКФ – 123

ТН серії НКГ (з елегазовою ізоляцією) виготовляються з полімерною покриттям і внутрішньою ізоляцією плівкою на основі поліетилену – елегазу [42, 60, 62, 81].

Крім того розроблені комбіновані трансформатори струму та напруги серії ТКГ-110, призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, а також пристроям захисту та керування у відкритих та закритих розподільних пристроях змінного струму частоти 50 Гц на номінальну напругу 110 кВ.

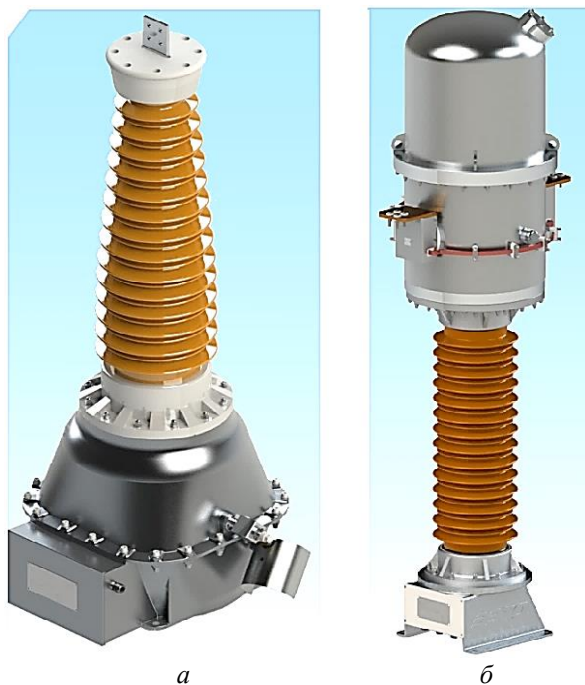


Рисунок 13.24 – Вимірювальні газонаповнені трансформатори:

a – напруги індуктивний серії ЗНОГ 110/220 кВ;

б – комбінований трансформатор струму та напруги ТКГ-110.

Уже не перший десяток років у багатьох країнах світу розробляються ТН оптоелектронного типу (ОЕТН), що засновані на використанні електрооптичних ефектів Керра і Поккельса (для

вимірювання напруги) (рис. 13.25). Вимірювання напруги базується на вимірюванні електричного поля коміркою Поккельса з використанням двоканального методу, що забезпечує стійкість до коливань температури, вібрацій та вимірюванню інтенсивності світла від лазерного джерела [2, 47, 71, 125].

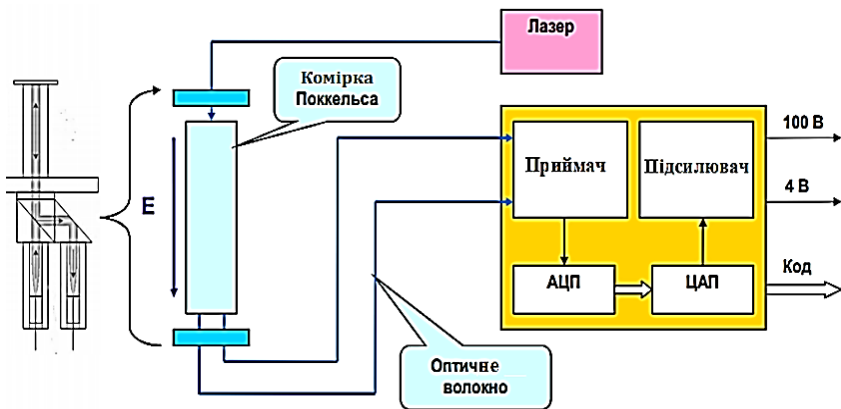


Рисунок 13.25 – Функціональна схема оптичного трансформатора напруги

У ТН з комірками Керра або Поккельса (рис. 13.26) світловий потік модулюється електричним полем в активному матеріалі, розташованому між електродами, до котрих прикладена вимірювальна напруга. Ефект Керра виникає у багатьох ізотропних речовинах (бензол, епоксидні компаунди тощо), але найчастіше використовується нітробензол, який виявляє найбільший ефект. Лінійний електрооптичний ефект Поккельса спостерігається в п'єзоелектричних кристалах, розміщених в електричному полі. Найкраще цей ефект проявляється в кристалах дігідрофосфата амонію ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$) і гідрофосфата калію (KH_2PO_4) в поздовжньому електричному полі, що утворюється за допомогою кільцевих електродів. Явище виникнення подвійного переломлення променів в оптичному середовищі при накладенні постійного або змінного електричного поля показано на рис. 13.26. Робота оптичного датчика напруги заснована на ефекті Поккельса, що полягає у виникненні подвійного променепереломлення в оптичних середовищах при

накладенні постійного або змінного електричного поля, що спостерігається у кристалічних п'єзоелектриків.

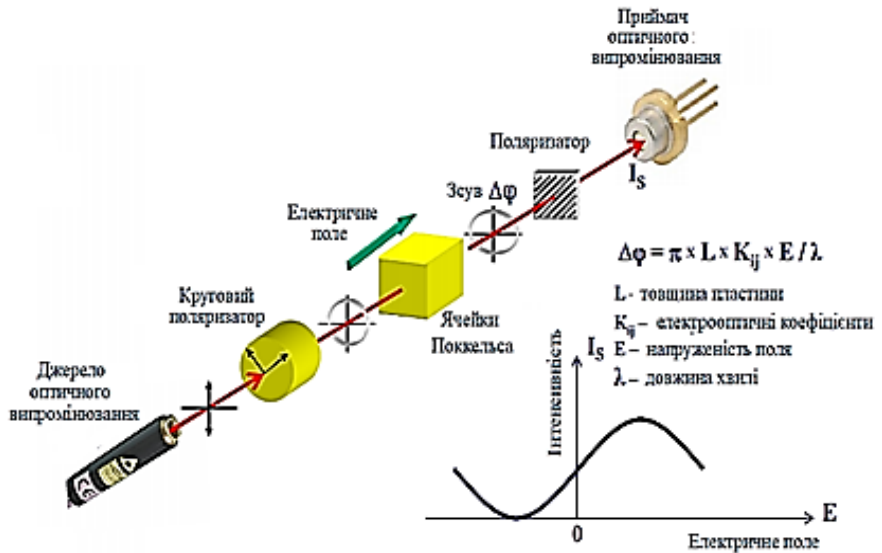


Рисунок 13.26 – Лінійний електрооптичний ефект Поккельса

Ефект знаходиться в прямо пропорційній залежності від величини прикладеного електричного поля. Напряга розраховується на підставі вимірювання датчиками напруженості електричного поля в декількох точках колони. Структуру оптичного датчика показано на рис. 13.27.

Огляд та аналіз таких вимірювальних систем наведено в [2, 47, 71, 125]. Наприклад, вид загальний електрооптичного трансформатора напруги EOVT показано на рис. 13.28.

Сучасні тенденції по оптимізації та мінімізації конструкцій вимірювальних електричних апаратів високої напруги до розробки таких систем, що дозволяють суміщення функцій ТН та ТС в одній конструкції.

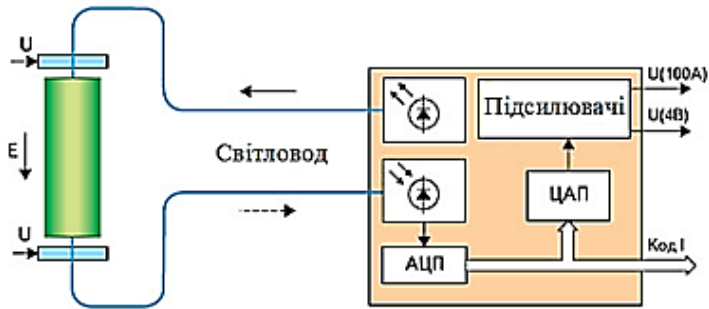


Рисунок 13.27 – Спрощена структурна схема оптичного датчика напруги з електронно-оптичним блоком

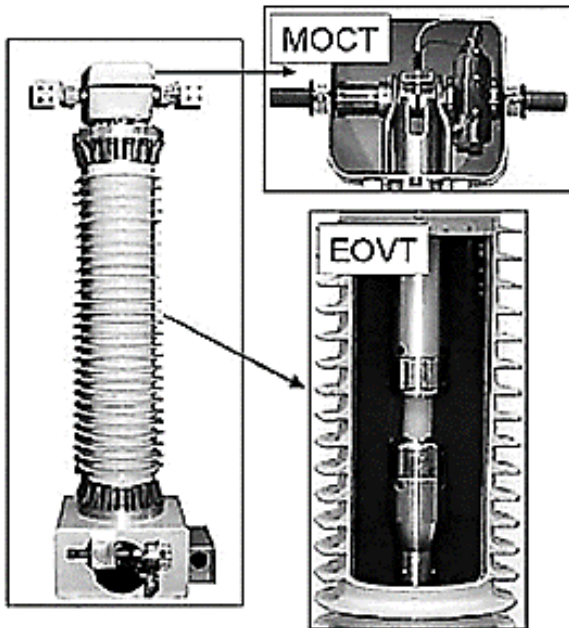


Рисунок 13.28 – Датчик напруги компанії АВВ, Inc. на базі МОСТ і EOVT

Так, канадська компанія NxtPhase T & D Corporation випустила на ринок високовольтний оптичний вимірювальний трансформатор напруги і струму NXCVT, що поєднує в собі переваги двох трансформаторів в одному пристрої. Вид загальний та структуру такого пристрою показано на рис. 13.29. Зменшений розмір і вага такого апарату дозволяють розміщувати його в обмеженому просторі невеликих підстанцій [2, 47].

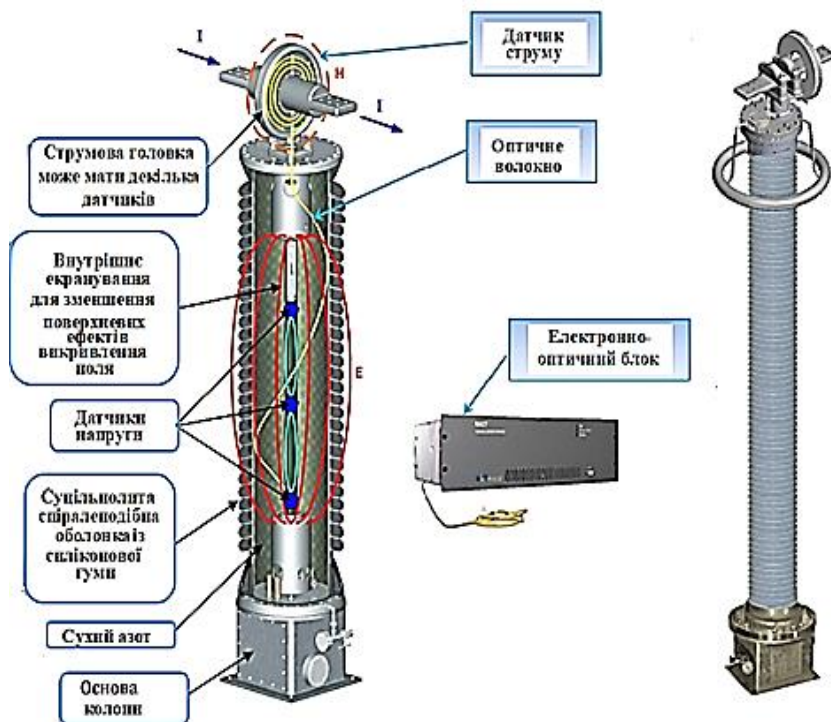


Рисунок 13.29 – Вид загальний та структура оптичний комбінованого вимірювального трансформатора

13.2.4 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги для живлення електровимірювальних приладів вибираються згідно з [2, 5, 41, 46, 47, 61, 72, 123]:

- за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (13.16)$$

- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- по вторинному навантаженню

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (13.17)$$

де $S_{2\text{ном}}$ – номінальна потужність вторинної обмотки у вибраному класі точності. При цьому треба мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, слід взяти сумарну потужність усіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Для живлення приладів, що мають дві обмотки напруги (ватметри, лічильники) доцільно застосувати два однофазні трансформатори напруги, типу НОЛ або НОМ, з'єднаних за схемою відкритого трикутника. При використанні трансформатора напруги для контролю ізоляції мережах із ізольованою чи резонансно-заземленою нейтраллю (мережі 6...35 кВ) треба застосувати трансформатор напруги НТМИ, НАМИ або групу з трьох однофазних трансформаторів напруги типу ЗНОМ, ЗНОЛ, які мають дві вторинні обмотки.

Для визначення $S_{2\Sigma}$ і бажаного класу точності складається трифазна схема включення приладів і реле (рис. 13.30), за каталогом [61, 79, 88] знаходиться активні та реактивні потужності, що споживаються приладами.

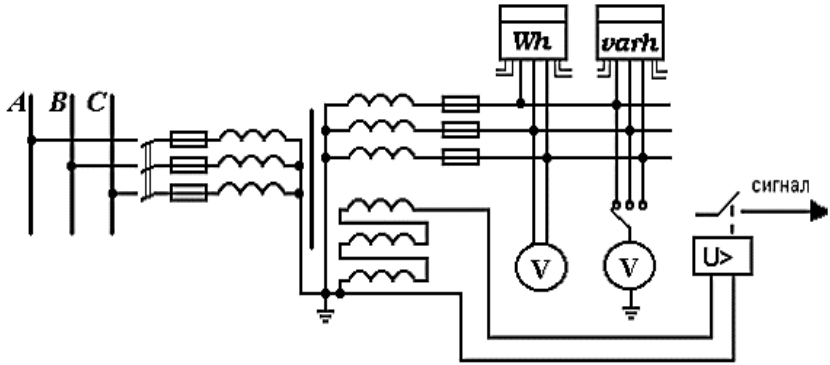


Рисунок 13.30 – Трифазна схема включення приладів і реле в мережу

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах, тоді

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{прил}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + (\Sigma S_{\text{прил}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил}})^2}. \quad (13.18)$$

Якщо $S_{2\Sigma} > S_{2\text{ном}}$ у вибраному класі точності, то встановлюють другий трансформатор напруги та частина приладів приєднуються до нього.

Переріз проводів у колах трансформаторів напруги визначається за допустимою втратою напруги. Згідно з ПУЕ втрата напруги від трансформаторів напруги до розрахункових лічильників має бути не більше 0,5%, а до щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5%, при нормальному навантаженні.

Для спрощення розрахунків під час навчального проектування можна приймати переріз проводів за умовою механічної міцності 2,5 мм² для мідних жил та 4 мм² для алюмінієвих жил.

13.3 Запитання для самоконтролю.

13.3.1 Привести призначення та схему включення вимірювальних ТС в системах електропостачання?

13.3.2 Головні параметри ТС та їх характеристика.

13.3.3 Як здійснюється компенсація похибки в ТС?

13.3.4 Назвіть та надайте характеристику режимів праці ТС.

13.3.5 Поясніть принцип роботи оптичного трансформатора струму.

13.3.6 Яке призначення вимірювальних ТН? Нарисуйте схеми включення трансформаторів.

13.3.7 Поясніть основні параметри вимірювальних трансформаторів напруги.

13.3.8 Поясніть пристрій і принцип роботи вимірювального трансформатора напруги типу ЗНОМ.

13.3.9 Призначення каскадних ТН та їх особливості.

13.3.10 Поясніть структуру та принцип роботи вимірювального трансформатора типу НКФ-110.

13.3.11 Сформулюйте переваги і недоліки оптичних ТС і електромагнітних ТС.

13.5.12 Поясніть структуру оптичного ТН.

13.5.13 Яка конструкція комбінованих вимірювальних трансформаторів.

14 ЗАПОБІЖНИКИ

Захист електричних кіл від КЗ та перевантажень є одним із найважливіших завдань в електроенергетиці. З цією метою винайдено безліч захисних апаратів, які сьогодні застосовуються як у силових колах, так і для захисту електричних схем у різних пристроях. Практично у кожному складному електроприладі є плавкі запобіжники – одноразові комутаційні пристрої, які роз'єднують коло в аварійній ситуації [2, 5, 10, 33, 41, 47].

Основне завдання плавких запобіжників – захист електричної мережі та електроустаткування від надструмів, що виникають при короткому замиканні або внаслідок критичних перевантажень. При цьому вони забезпечують безперебійну роботу кіл, що захищаються в номінальному режимі.

Запобіжник – це комутаційний апарат, який встановлюється для збереження цілісності силового електрообладнання від шкідливого впливу електричного струму при впливі коротких замикань в результаті появи аварійних ситуацій. Відключення обладнання відбувається в результаті руйнування спеціально розробленого струмопровідного елемента при проходженні струму, який перевищує припустиме значення для даної ділянки кола. Високовольтні запобіжники застосовуються для автоматичного одноразового відключення електричної енергії в колі при виникненні короткого замикання або перевантажень. Незаперечним є і той факт, що коротке замикання може стати результатом порушення ізоляції в електричному колі. Основними причинами замикань, як правило, можуть бути: пробої в ізоляції, несправності обладнання, всілякі механічні пошкодження провідників, а також різні інші чинники. Багаторазове посилення струму, що значно перевищує номінальне значення, є причиною замикання електричного кола. Головною причиною зварювання і згодом подальшого вигорання всіх контактів в колі, є фактор старіння і зносу ізоляції в процесі виникнення термічного ефекту. Саме тому, для забезпечення регулярного та надійного захисту й були розроблені високовольтні запобіжники. На відміну від автоматичного вимикача, який часто застосовується в електротехніці, плавка вставка спрацьовує тільки один раз, після чого вона підлягає заміні. Однак спрацьовує такий пристрій із

стовідсотковою ймовірністю, тоді як автоматика після багаторазового вимкнення може підвести. Саме тому для захисту дороговартісного обладнання використовують плавкі вставки. Не відмовляються від застосування цих захисних пристроїв також в силових колах [2, 5, 10, 33, 41, 47].

На електротехнічному ринку високовольтні запобіжники представлені у вигляді високоміцної і термостійкої порцелянової трубки. Високовольтні запобіжники виконані у формі циліндра з нікелю або електролітичної міді. Герметичність запобіжника гарантується унікальною зносостійкою і термостійкою прокладкою. У разі плавлення та загоряння комплектуючих елементів електричного обладнання або провідників через виникнення несправностей в оснащенні не виключені навіть пожежі. Призначення запобіжника в даному випадку полягає в тому, щоби за невеликий проміжок часу знизити енергію. В наведених аварійних ситуаціях найбільш надійним захистом є саме високовольтний запобіжник, який вже не один рік забезпечує електромережі надійну і безперебійну роботу [2, 33, 41, 47, 74, 83, 86, 88].

В електричних мережах високої напруги запобіжники використовуються для захисту силових трансформаторів, трансформаторів напруги, конденсаторних батарей, електродвигунів, тощо. Існує така класифікація запобіжників:

– за здатністю обмеження струму при вимиканні, де в свою чергу розрізняють:

а) струмообмежувальні запобіжники, які використовуються на класи напруги від 3 кВ до 35 кВ, номінальні струми від 2 А до 1000 А, струми вимикання від 2,5 кА до 63 кА;

б) запобіжники без обмеження струму, які використовуються на класи напруги від 6 А до 220 кВ, номінальні струми від 2 А до 200 А та струми вимикання від 1,6 кА до 20 кА;

– за здатністю гасіння дуги розрізняють:

а) з гасінням дуги за рахунок щільного зіткнення дуги з дрібнозернистим наповнювачем (кварцовим піском);

б) з гасінням дуги за рахунок генерування газів під впливом електричної дуги;

– за діапазоном струмів вимикання розрізняють:

а) 1 клас – для загального призначення (від одногодинного струму плавлення до номінального струму вимикання);

б) 2 клас – для роботи сумісно з комутаційними апаратами (від мінімального струму вимикання, що перевищує одногодинний струм плавлення до номінального струму вимикання).

Головні параметри запобіжників високої напруги [2, 33, 41, 47, 74, 83] є наступними:

– одногодинний струм плавлення – це струм, протікання якого через запобіжник за тривалістю 1 години веде до руйнування плавкої вставки;

– номінальний струм вимикання – це найбільше діюче значення періодичної складової струму, що очікується у момент виникнення дуги, яку запобіжник здатен вимкнути при нормованих характеристиках кола, що захищається;

– номінальна напруга, яка складає для струмообмежувальних запобіжників від 3 кВ до 35 кВ, а для звичайних – від 6 кВ до 220 кВ;

– повний час спрацьовування, який складається із переддугового часу, тобто проміжком між моментом виникнення надструму та моментом початку плавлення плавкого елемента та часу горіння дуги, яка виникає після плавлення плавкого елемента.

– часо-струмова характеристика – крива, яка показує залежність часу, наприклад, переддугового часу або часу спрацьовування від очікуваного струму при заданих умовах роботи. Вона надається у довідкових даних у вигляді кривих для повного діапазону номінальних струмів запобіжників певного типу. Ці характеристики дають можливість вибору запобіжника для захисту певного об'єкту. Через те, що часо-струмові характеристики мають значний розкид, виробники в технічній документації для кожного значення номінального струму запобіжника певного типорозміру наводять так звану часо-струмову зону, тобто область, обмежену мінімальною переддуговою часо-струмовою характеристикою і максимальною часо-струмовою характеристикою спрацьовування за певних умов. Загальний вид часо-струмових характеристик плавких запобіжників основних категорій використання наведено на рис. 14.1.

Головними вимогами до запобіжника при обиранні його в процесі експлуатації є наступне.

Запобіжник повинен вимикати при найбільших значеннях робочої напруги весь діапазон струмів в будь-який момент виникнення короткого замикання відносно нуля синусоїди напруги, а також обмежувати струм при вимиканні до необхідних значень (для струмообмежувальних запобіжників). Фізичний сенс ефекту струмообмеження є таким. Тонкий провід плавкої вставки випарюється за доли мікросекунди по всій довжині, і загоряється електрична дуга. У каналі дуги здійснюється швидка деіонізація, і опір дуги різко підвищується, чим обмежується струм та зрізається до нуля раніше, ніж природний перехід через нуль. Виникає електрорушійна сила самоіндукції, яка накладається на номінальну напругу і утворює комутаційні перенапруги.

Треба враховувати, що крива напруги, яка відновлюється, у місці встановлення запобіжника при значенні струму вимикання, що очікується, не повинна бути вище нормованої стандартом граничної лінії, що проведена з початку координат в осях координатної площини ($U - t$). Нахил кривої визначає швидкість зростання напруги, що відновлюється. Приклад цього процесу показано у [2, 33, 41, 47, 74, 83, 86, 88]. Виникаючі комутаційні перенапруги при спрацьовуванні запобіжника знижуються спеціальними конструктивними засобами до припустимих значень, величини яких приведено у довідкових даних, наприклад у [33, 41, 47, 74, 83, 86, 88].

Отже, плавкий запобіжник будь-якої конструкції повинен мати плавку вставку, яка перегорає швидше, ніж встигає пошкодитися будь-який інший елемент кола, який має бути захищений. У запобіжнику має бути пристрій (або повинні бути створені спеціальні умови) для гасіння дуги.

Варто зазначити, що запобіжники поділені на класи використання за видом плавких вставок залежно від діапазону струмів відключення та швидкодії. При цьому перша буква вказує на функціональний клас, а друга – на об'єкт, що підлягає захисту.

Отже перша літера буває такою:

– а – захист із здатністю до відключення в діапазоні (accompanied fuses): плавкі вставки запобіжників здатні як мінімум тривало пропускати струми, що не перевищують зазначеного для них розрахункового струму, а також відключати струми певної кратності

щодо розрахункового струму аж до розрахункової здатності, що відключає;

– g – захист із здатністю до відключення у всьому діапазоні (general purpose fuses): плавкі вставки запобіжників здатні як мінімум тривало пропускати струми, що не перевищують зазначеного для них розрахункового струму, а також відключати струми від мінімального струму виплавлення і до розрахункової здатності, що відключає.

Друга літера буває такою:

- G – захист кабелів та проводів;
- M – захист комутаційних апаратів/двигунів;
- R – захист напівпровідників/тиристорів;
- L – захист кабелів і проводів (відповідно до старої, що вже не діє нормою DIN VDE);
- Tr – захист трансформаторів.

Плавкі вставки з наступними класами використання забезпечують:

- gG (DIN VDE/МЕК) – захист кабелів та проводів у всьому діапазоні;
- aM (DIN VDE/МЕК) – захист комутаційних апаратів у частині діапазону;
- aR (DIN VDE/МЕК) – захист напівпровідників у частині діапазону;
- gR (DIN VDE/МЕК) – захист напівпровідників у всьому діапазоні;
- gS (DIN VDE/МЕК) – захист напівпровідників, а також кабелів та ліній у всьому діапазоні.

Запобіжники зі здатністю до відключення у всьому діапазоні (gG, gR, gS) надійно відключають як при струмах КЗ, так і при перевантаженнях.

Запобіжники зі здатністю до вимикання в частині спектру (aM, aR) служать виключно для захисту від короткого замикання.

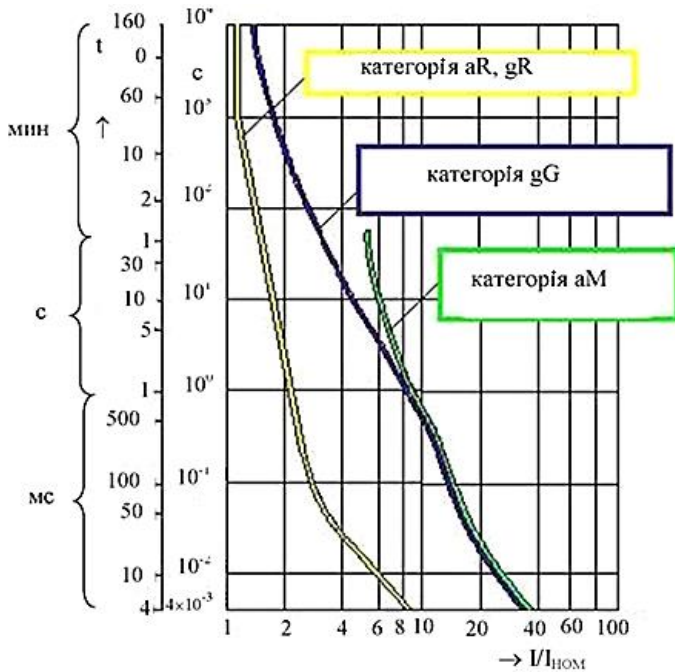


Рисунок 14.1 – Вигляд часо-струмових характеристик основних категорій плавких запобіжників

Часо-струмова характеристика запобіжника повинна розміщуватися нижче за характеристику пошкодження об'єкта захисту, тобто залежності часу виходу з експлуатації цього об'єкта від очікуваного струму (рис. 14.2). Тут показано узгодження часо-струмової зони запобіжника з характеристикою пошкодження об'єкта захисту: 1 – мінімальна переддугова часо-струмова характеристика; 2 – максимальна часо-струмова характеристика спрацьовування; 3 – характеристика пошкодження об'єкта захисту.

Відповідно до вимог стандарту IEC60269-1 у запобіжників категорії G з номінальним струмом I_n розплавлення плавкого елемента не повинно відбуватися протягом умовного часу при струмі $1,25 \cdot I_n$ (умовний струм нерозплавлення), а при струмі $1,6 \cdot I_n$ (умовний струм розплавлення) розплавлення повинно відбуватися обов'язково протягом того ж самого часу.

Значення умовного часу визначено в ІЕС60269-1 залежно від номінального струму та може становити від однієї до чотирьох годин. Зокрема, при $I_n = 100$ А зазначений умовний час становить дві години, тому зверху часо-струмова зона обмежена часом 7200 с (рис. 14.1).

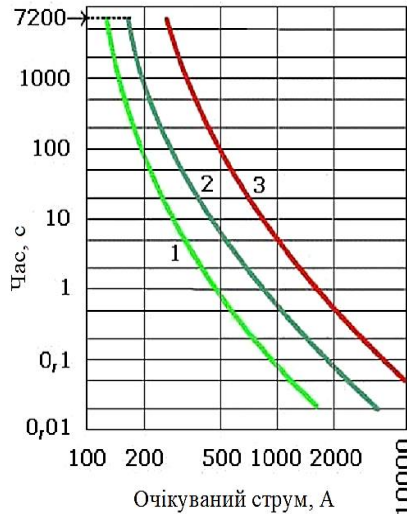


Рисунок 14.2 – Узгодження часо-струмової зони запобіжника а з характеристикою пошкодження об'єкту захисту

Розрізняють запобіжники для експлуатації некваліфікованими особами або запобіжники для експлуатації кваліфікованими чи інструктованими особами.

У *запобіжників першої групи* (їх також називають запобіжниками побутового чи аналогічного призначення) небезпечні струмопровідні частини у робочому стані закриті ізоляційними деталями, що робить ці апарати відносно безпечними, навіть якщо їхню експлуатацію здійснюють некваліфіковані особи.

У *запобіжників другої групи* (їх також називають запобіжниками промислового призначення) небезпечні струмопровідні частини є відкритими та доступними для прямого дотику, тому їх завжди монтують у закритих металевих шафах. Запобіжники промислового призначення серії ПН2 (рис. 11.3) мають чотири типорозміри, які

охоплюють діапазон номінальних струмів від 31,5 А до 630 А при номінальній напрузі 380 В. Здатність до відключення коротких замикань у запобіжників ПН2-100 кА, у ПН2-600 (найбільший габарит) – 40 кА. Вітчизняні запобіжники для побутових та аналогічних електроустановок серії ПРС також мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінальних струмів від 1 до 100А при номінальній напрузі 380 В. Здатність до відключення коротких замикань запобіжників ПРС становить від 15 кА до 20 кА.

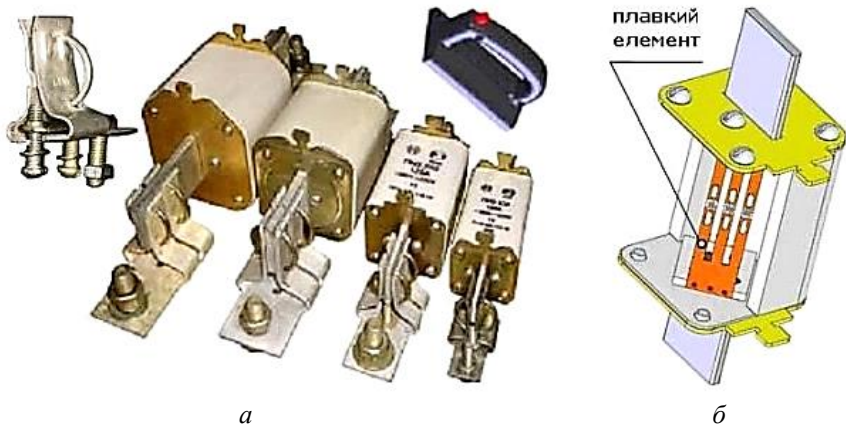


Рисунок 11.3 – Запобіжники промислового призначення серії ПН2:

а – чотири типорозміри (ПН2-600, ПН2-400, ПН2-250 та ПН2-100),
ізоляційний знімач вставок (праворуч) та контакт основи зліва,
б – вставка запобіжника в розрізі

Відео для Вашого уявлення конструкції запобіжника та принципу його роботи можна подивитися за посиланням <https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=ozI89CPoc>.

14.1 Конструкції високовольтних запобіжників

З точки зору конструкції розрізняють дві групи запобіжників високої напруги: кварцові або насипні, які використовують на класи напруги до 35 кВ, а також стріляючі або вихлопні.

14.1.1 Запобіжники з кварцовим наповнювачем

Запобіжники на напругу 3...35 кВ серії ПКТ, ПКН та ПKE призначені для захисту електричних кіл змінного струму та серії ПKN – для захисту трансформаторів напруги на номінальну напругу 3...35 кВ. Запобіжники серій ПKE призначені для захисту силових електричних ланцюгів змінного струму та трансформаторів напруги на номінальну напругу 6 кВ у комплектних розподільних пристроях екскаваторів та пересувних автоелектростанцій.

Структура кварцового запобіжника показана на рис. 14.4. Особливості конструкції кварцових запобіжників є такі:

- плавка вставка струмообмежувального запобіжника складається з кількох тонких мідних провідників, покритих сріблом;
- у звичайних запобіжниках для зниження перенапруг одиночна плавка вставка може мати змінний зріз. Для зниження температури плавлення на ступені меншого зрізу встановлюється олов'яна кулька. У цьому випадку температура плавлення знижується від 1080 °С (для міді) та до 230 °С (для олова) внаслідок розчинення міді у олові (металургійний ефект);

- на класи напруг (20...35) кВ і малі струми (до 8 А), а також працюючих в умовах вібрацій та ударів використовують плавку вставку у вигляді спіралі, яка намотується на ребристий керамічний каркас. Перевагою такої конструкції є зростання довжини вставки та ефекту обмеження струму. Недоліком є можливість появи провідного каналу на поверхні ізоляційного каркасу з подальшим виникненням теплової руйнації;

- для захисту трансформаторів напруги розроблена спеціальна серія запобіжників ПКТН, у якій плавка вставка зроблена з навитого на керамічне осердя константанового проводу, який має три ступеня різного зрізу. Перевагою такого рішення є зниження часу вимикання внаслідок малого зрізу проводу. Вид загальний та структуру запобіжників вище позначених серій наведено в [2, 33, 41, 47, 74, 83, 86, 88].

В умовному позначенні кварцового запобіжника після позначення серії перша цифра вказує номінальну напругу U_n , кВ, друга та третя – межі значення номінального струму патрона

запобіжника I_n , А, остання цифра – номінальний струм відключення $I_{откл}$, кА.

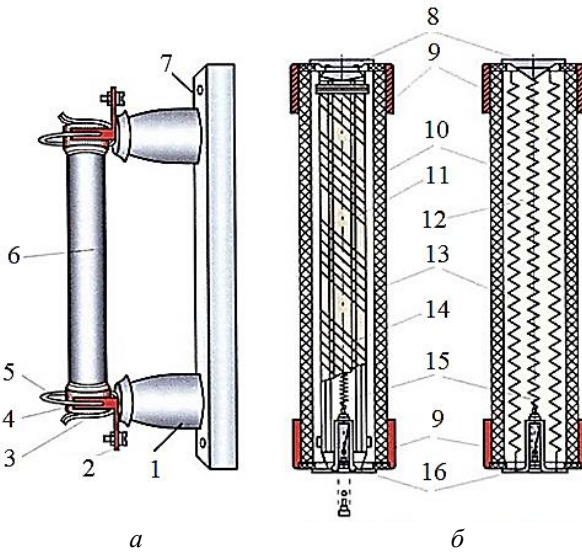


Рисунок 14.4 – Структура патрону (а) та вид загальний (б) кварцового запобіжника типу ПК на напругу 10 кВ:

- 1 – опорний ізолятор; 2 – контактні затиски; 3 – упор; 4 – контактні губки;
- 5 – фіксуєчий замок; 6 – патрон; 7 – основа; 8 – кришка; 9 – латунні ковпачки; 10 – порцеляновий трубка; 11 – плавка вставка; 12 – спіральна плавка вставка; 13 – кварцовий пісок; 14 – керамічна основа; 15 – допоміжна плавка вставка; 16 – показчик спрацьовування.

Приклад умовного позначення високовольтного запобіжника ПКТ 102-10-50-12,5 УЗ:

П – запобіжник;

К – з кварцовим наповнювачем;

Т – для захисту силових трансформаторів, повітряних та кабельних ліній, конденсаторів, електродвигунів;

102 – тризначне число, позначення конструктивного виконання: 101; 102; 103; 104;

10 – номінальна напруга, кВ: 3; 6; 10; 35;

50 – номінальний струм, А: 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 80; 100; 160; 200; 315;

12,5 – номінальний струм відключення, кА: 8; 12,5; 20; 31,5; 40; 50;

УЗ – кліматичне виконання та категорія розміщення за ГОСТ 15150-69: У1, УЗ

При відключенні струмів великої кратності по відношенню до номінального струму плавкою вставки запобіжник працює з обмежувачем струму.

Головними недоліками кварцових запобіжників є різке погіршення ефекту дугогасіння кварцового піску внаслідок попадання вологи, а також суттєве зростання габаритів на класи напруг 35 кВ та вище.

Для цих класів напруг використовуються вихлопні запобіжники, структура яких показана на рис. 11.5.

14.1.2 Запобіжники вихлопного типу

До особливостей конструкції запобіжників серії ПВТ на напругу 10...110 кВ можна віднести таке:

- ізоляційний корпус 1 виготовляється з газогенеруючого матеріалу – вініласту або полівінілхлориду;

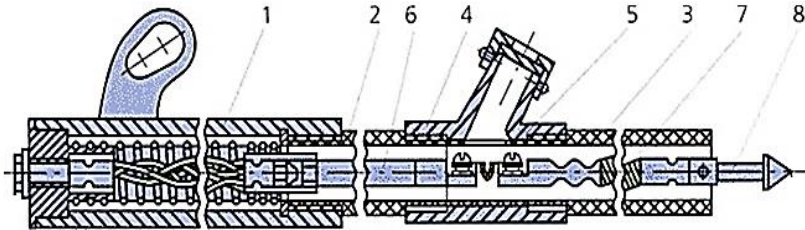
- гнучкий провідник 7 знаходиться у натягнутому стані за рахунок пружини контактного ножа та утримується у такому стані за рахунок плавкої вставки 5. При її перегоранні ніж відкидається під впливом пружини, і витягує з ізоляційного корпусу гнучкий провідник. Цій рух прискорюють гази, що виникають внаслідок руйнування вініластового корпусу електричною дугою. Виникаюче газове дуття сприяє гасінню дуги. Між ножем та кінцем ізоляційного корпусу утворюється ізоляційний проміжок, який забезпечує необхідний рівень ізоляції;

- головні параметри вимикання: час вимикання порядку 0,04 с, струм вимикання (3...5) кА;

- плавка вставка складається з ніхромових дротів, які беруть на себе механічне навантаження, та мідних провідників або пластин, кількість яких залежить від величини струму вимикання.



a



б

Рисунок 14.5 – Загальний вид (*a*) та структура (*б*) вихлопного запобіжника типу ПВТ [61, 79]:

- 1 – корпус; 2, 3 – вініпластові трубки; 4 – сталевий патрубок;
 5 – плавка вставка; 6 – струмопровідний стрижень; 7 – гнучкий провідник;
 8 – наконечник.

14.1.3 Запобіжні елементи з плавкими вставками

Існують також запобіжники, що самовідновлюються, інерційні та такі, що відкидаються (запобіжні елементи) (див. рис. 14.6...14.8). Вироби інерційного типу призначені для захисту електродвигунів, які при запуску створюють великі навантаження. Плавкі елементи нагріваються, але не перегорають. Після запуску двигуна інерційний запобіжник переходить у режим очікування [74, 79, 81, 86, 92].

Вставки, що відкидаються, застосовують при захисті ліній електропередавання. В аварійних ситуаціях плавкий елемент розмикає коло. Під дією високої температури вставка подовжується, у результаті відбувається тиск на спусковий механізм, який відкидає запобіжник з його гнізда. Таким чином забезпечується надійне відключення аварійної ділянки.

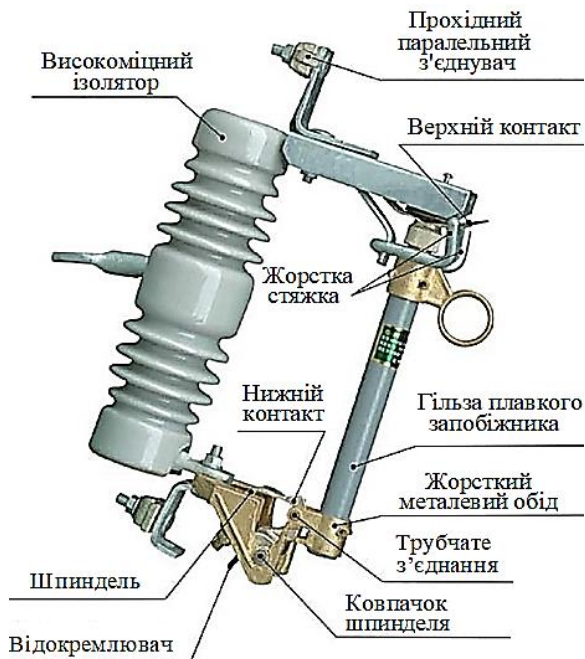


Рисунок 14.6 – Конструкція плавкого запобіжника, що відкидається

Прохідний паралельний з'єднувач, виконаний з ливарної міді, забезпечує простоту підключення до мережі. Верхній контакт, виконаний з матеріалу срібло-срібло, поруч з пружиною з нержавіючої сталі, що здатна передавати значний контактний тиск задля жорсткої стяжки. Нижній контакт (на рисунку його не видно), виконаний з матеріалу срібло-срібло, забезпечує подачу струму. Гільза плавкого запобіжника виконана з епоксидного скла зі спеціальним покриттям від ультрафіолетового випромінювання. Жорсткий металевий обід, вироблений з ливарної міді, забезпечує надійну фіксацію вершу та низу плавкого запобіжника. Шпindel вироблений з високоміцної ливарної міді зі срібним покриттям, забезпечує фіксацію положення гільзи запобіжника, що плавиться, при замиканні з'єднання – це надійне відключення після розчеплення.

Ковпачок шпинделя забезпечує фіксацію гільзи на шарнірі при замиканні. Відокремлювач забезпечує швидке відокремлення за

допомогою виводу, швидкий відсакування кабелю (використовується з трубними з'єднаннями), а також зменшує силу запобіжника при закритті. Трубчасті запобіжні елементи виробництва компанії-холдингу «ZPUE» Koronea group (Польща) відповідають всім вимогам нових норм PN-EN складаються з головної рами основи, опорних ізоляторів, а також запобіжних вкладок (рис. 14.7, 14.8) [86].

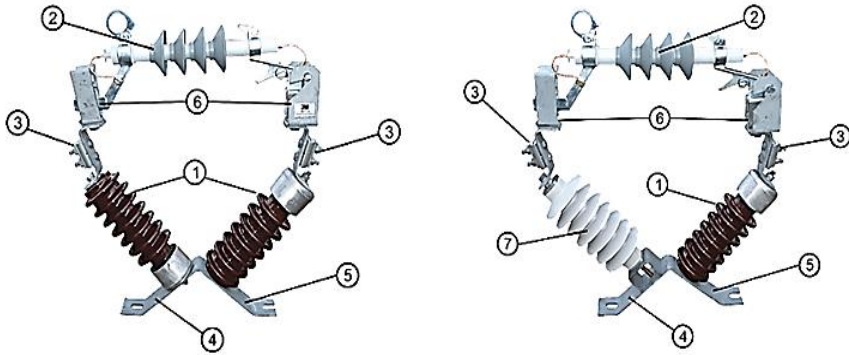


Рисунок 14.7 – Конструкція запобіжних елементів PBNV-24 та PBNVo-24/D w I AT «ZPUE»:

- 1 – опорний ізолятор; 2 – запобіжник WBGn; 3 – затискач струму;
 4 – затискач заземлення; 5 – елемент кріплення основи; 6 – головні стики основи; 7 – обмежувач перенапруги.

Повітряні рами PBNV-24, PBNV-30 призначені для кріплення запобіжних вкладок WBGn-17,5 і 24 OWBG-36 зі струмами до 63 А, а також для з'єднання із захищеним колом у повітряних розподільних приладах, зокрема в трансформаторних стовпових підстанціях до 400 кВА.

14.2 Області застосування швидкодіючих запобіжників

Широке поширення силових напівпровідникових перетворювачів визначило зростання застосування швидкодіючих запобіжників [86].

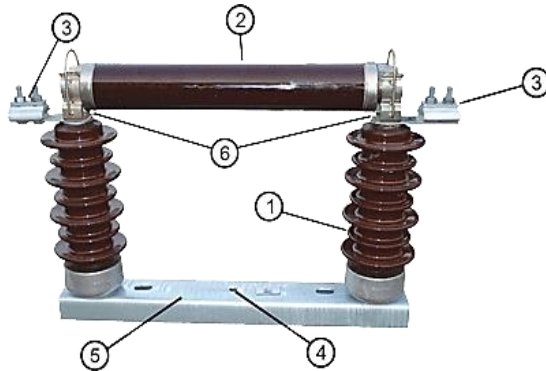


Рисунок 14.8 – Конструкція запобіжного елемента PBNW-24

1 – опорний ізолятор; 2 – запобіжник НН; 3 – затискач струму;
4 – затискач заземлення; 5 – елемент кріплення основи; 6 – головні стики основи.

Силові напівпровідникові перетворювачі використовуються для економічного перетворення електричної енергії при автоматизації виробничих процесів, механізації трубопрокатних та трубоелектрозварювальних виробництв, живлення та управління компресорами та насосними станціями нафто- та газопроводів, гірничодобувної промисловості. Зупинимось на специфіці застосування запобіжників швидкодіючих в окремих галузях.

Багато компаній світу (наприклад, Bussmann) має спеціально розроблені рішення для застосування на залізничному та електротранспорті. Специфіка визначається насамперед застосуванням у колах постійного струму для великого діапазону струмів та напруг. Через особливості застосування в колах постійного струму, зокрема, у зв'язку з більш складним процесом гасіння дуги, потрібно використання якісніших матеріалів та збільшення фізичних розмірів запобіжника. Особливістю тягових перетворювачів електрорухомого складу є також експлуатація в умовах безперервних механічних впливів, циклічних струмових перевантажень, великої індуктивності навантаження, широкого діапазону кліматичних факторів, що накладає жорсткість вимог до запобіжників, що застосовуються. У лінійці для залізничного та електротранспорту є запобіжники для тягових перетворювачів, систем керування та

контролю, перетворювачів напруги, допоміжних систем рухомого складу [106].

Ще однією характерною сферою застосування швидкодіючих запобіжників є металургійна галузь.

Виробництво сталі в дугових сталеплавильних печах вимагає струмів до 100 кА при напрузі понад 1000 В. Наприклад, процес хлорного електролізу вимагає постійних струмів до 300...350 кА та напруги до 1000 В постійного струму. Мідь, цинк, свинець, нікель, кадмій тощо виробляються також із застосуванням великих струмів. Для живлення електролізних ванн у кольоровій металургії застосовуються силові випрямні установки на номінальний струм до 100 кА при напрузі до 1000 В. Ці установки характеризуються великою кількістю паралельно з'єднаних модулів випрямлення і необхідністю забезпечення безперервності живлення. У ряді випадків, при аварії, викликаній поодиноким відмовою напівпровідникового модуля, коли аварійний струм досягає 150...200 кА, можливе утворення дуги, що супроводжується вибухом. Вибухи напівпровідників, спричинені відсутністю, або невисокою якістю захисних пристроїв, призводять до важких наслідків – руйнування конструкції перетворювача, порушення складних технологічних процесів, дорогого ремонту. Швидкодіючий запобіжник покликаний при спробі відповідного напівпровідника (тиристора, IGBT), з'єданого послідовно з ним, своєчасно спрацювати і відключити його, і це не повинно критично позначитися на роботі перетворювача. Для задоволення зростаючого попиту на допустимі здатності навантаження по струму фахівцями було розроблено запобіжники 5 розміру в єдиній конструкції, яка оптимізує температурний режим запобіжника як при примусовому обдуві, так і при одно- або двосторонньому водяному охолодженні [106].

Ще одне досить специфічне застосування запобіжників компанії Bussmann – це обладнання сонячної енергетики. Сонячні системи для вироблення електроенергії складаються з масивів фотоелементів та інверторів. Запобіжники використовуються як для захисту лінійок елементів сонячних панелей, підмасивів та масивів, так і для захисту пов'язаних інверторів. Особливості сонячної енергетики, а саме – висока напруга постійного струму, низький вихідний струм, дуже низькі струми короткого замикання, чутливість до пошкодження

перенапругою, визначають специфіку захисних пристроїв. Busmann виробляє весь спектр запобіжників для сонячних систем. У діапазоні є циліндричні запобіжники з різним виконанням контактів для захисту лінійок фотоелементів (10 мм×38 мм 600 В, 14 мм×51 мм 1000/1100 В, 14 мм×65 мм 1300/1500 В постійного струму), а також прямокутні запобіжники різних типорозмірів на 1000/1500 В постійного струму для захисту цілих масивів. Запобіжники з характеристикою gPV здатні спрацьовувати при струмі, що всього в 1,3 рази перевищує номінальний, що є їхньою характерною особливістю [106].

14.3 Вибір запобіжників

При виборі запобіжників треба враховувати такі основні міркування:

- номінальна напруга запобіжника повинна бути не меншою за номінальну напругу мережі;
- номінальний струм запобіжника повинен бути не меншим за номінальний струм установки;
- номінальний струм відключення повинен бути не меншим від періодичної складової очікуваного струму КЗ;
- запобіжники, встановлені в колах двигунів, повинні перевірятися за пусковим струмом двигуна (не повинні перегорати при нормальному пуску);
- при включенні кількох запобіжників послідовно вони повинні перевірятися на селективність (спочатку згоряє запобіжник, найближчий до місця короткого замикання);
- запобіжник, розташований у первинному колі силового трансформатора, повинен витримувати 10-кратний номінальний первинний струм протягом 0,1 с;
- часо-струмова характеристика запобіжника повинна проходити нижче часо-струмової характеристики навантаження.

Вибір запобіжників виконується згідно з [2, 5, 33, 40, 41, 46, 47, 123]:

- за напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{п}} ;$$

– за струмом запобіжника (основи)

$$I_{\max} \leq I_{\Pi};$$

– за номінальним струмом плавкої вставки.

Номінальний струм плавкої вставки вибирається так, щоб у нормальному режимі і при допустимих перевантаженнях вимкнення запобіжника не відбувалося, а при довготривалих перевантаженнях і КЗ коло вимикалося б якомога швидше. При цьому виконуються умови селективності захисту. Номінальний струм запобіжника узгоджується з вибраним номінальним струмом плавкої вставки.

Запобіжники, обрані за нормальним режимом, перевіряються за граничним струмом вимкнення:

$$I_{\text{Г. вимк}} \leq I_{\text{відм}}.$$

Технічні характеристики окремих типових виконань струмообмежувальних високовольтних плавких запобіжників з кварцовим наповненням типу ПК наведені в довідковій літературі [47, 74, 79, 83, 86].

14.4 Запитання для самоконтролю

14.4.1. Яке призначення плавких запобіжників, з яких основних елементів вони складаються?

14.4.2. Які способи гасіння дуги використовуються в запобіжниках?

14.4.3. У чому полягає струмообмежувальна дія запобіжників?

14.4.4. Яка характеристика є основною для запобіжника?

14.4.5. У яких запобіжниках і для якої мети плавкі вставки виконуються з фігурним профілем?

14.4.6. З яких матеріалів виконуються плавкі вставки запобіжників і чому?

14.4.7. Структура плавкої вставки вихлопного запобіжника.

14.4.8. У яких запобіжниках і з якою метою на плавкі вставки напаяють олов'яні кульки?

15 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИБОРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ

Усі електричні апарати, струмопровідні частини та ізолятори на станціях та підстанціях мають бути обрані за умовами тривалої роботи та перевірені за умовами короткого замикання відповідно до вказівок «Правил пристроїв електроустановок» [52] та методів розрахунку струмів коротких замикань, вибору та перевірки апаратів та провідників по умов короткого замикання [2, 3, 6, 50].

Електроустановка – це комплекс взаємопов'язаних машин, ліній, апаратів, допоміжного обладнання (враховуючи будівлі та приміщення, в яких вони встановлені), призначені для виробництва, трансформації, передачі, розподілення електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії.

Електроустановки за умовами електробезпеки розподіляються на електроустановки до 1 кВ і електроустановки вище 1 кВ (за діючим значенням напруги) [52]. Основними нормативними документами для улаштування електроустановок є «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ), а при експлуатації – «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (ПБЕЕС) [51].

Електроустановки поділяють за призначенням (генеруючі, споживчі та перетворювально-розподільні), родом струму (постійного і змінного) і напрузі (до 1000 В і вище 1000 В).

За розміщенням електроустановки поділяють на відкриті (або зовнішні) електроустановки, та закриті (або внутрішні) електроустановки. Електроустановка може бути призначена для виробництва, перетворення, передачі, розподілу, а також споживання електричної енергії [52].

Вибір апаратів та провідників для проектування установки починають з визначення за заданою електричною схемою розрахункових умов, а саме: розрахункових робочих струмів приєднань, розрахункових струмів короткого замикання тощо. Розрахункові величини порівнюють з відповідними номінальними параметрами апаратів та провідників, що вибираються за каталогами та довідниками.

При виборі апаратів необхідно враховувати рід установки (зовнішня або внутрішня), температуру навколишнього повітря,

вологість і забрудненість приміщення, а також габарити, вага, вартість апарату, зручність його розміщення у розподільчому пристрої.

Розрізняють наступні напруги електричних мереж (таблиця 15.1) і при з'єднаних до них джерел і приймачів електричної енергії в установках вище 1000 В: номінальна міжфазна напруга $U_{\text{ном}}$, найбільша робоча напруга U_{max} і середня робоча напруга $U_{\text{ср}}$ (значення напруги виражено в кВ) [10, 19].

Таблиця 15.1

$U_{\text{ном}}$ кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{\text{ср}}$ кВ	3,15	6,3	10,5	21	37	115	154	230	340	515	770
U_{max} кВ	3,6	7,2	12	24	40,5	126	172	252	363	525	787

Ізоляція електричних апаратів та кабелів повинна відповідати номінальній напрузі установки $U_{\text{уст}}$, для чого має бути виконано умова

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга апарата або кабелю.

15.1. Розрахункові умови для вибору провідників та апаратів за тривалими режимами роботи

Тривалий режим роботи електротехнічного пристрою – це режим, що триває не менш ніж необхідно для досягнення сталої температури його частин при незмінній температурі охолоджуючого середовища.

Тривалий режим має місце, коли електроустановка знаходиться в одному з наступних режимів: нормальний, ремонтний, післяаварійний.

Нормальний режим передбачено планом експлуатації, при цьому всі елементи певної електроустановки функціонують без вимушених відключень і без перевантажень. Струм навантаження в цьому режимі

може змінюватись в залежності від графіка навантаження. Для вибору апаратів та провідників треба приймати найбільший струм нормального режиму $I_{\text{норм}}$.

Ремонтний режим – це режим планових профілактичних та капітальних ремонтів. У цьому режимі частина елементів електроустановки відключена, тому на елементи, що залишилися в роботі, накладається підвищене навантаження. При виборі апаратів і провідників необхідно враховувати це підвищення навантаження до $I_{\text{рем.мах}}$.

Післяаварійний режим – це режим, в якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу або виведена в ремонт внаслідок аварійного відключення. При цьому режимі можливе перевантаження елементів електроустановки, що залишилися в роботі, струмом $I_{\text{пав.мах}}$.

З двох останніх режимів вибирають найважчий, коли в елементі електроустановки проходить найбільший струм $I_{\text{мах}}$.

Отже, розрахунковими струмами тривалого режиму є:

$I_{\text{норм}}$ – найбільший струм нормального режиму;

$I_{\text{мах}}$ – найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму.

Розрахункові умови нормального та максимального режимів цілком індивідуальні для кожного приєднання та вимагають конкретного аналізу.

Розглянемо, як визначаються розрахункові струми для деяких конкретних випадків [2, 3, 6, 50].

Коло генератора.

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.г}} = \frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.г}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.г}}}, \quad (15.2)$$

де $P_{\text{ном.г}}$ – номінальна потужність генератора;

$I_{\text{ном.г}}$ – номінальний струм генератора;

$U_{\text{ном.г}}$ – номінальна напруга генератора;

$\cos \varphi_{\text{ном.г}}$ – номінальний коефіцієнт навантаження.

Найбільший струм післяаварійного або ремонтного режиму визначається за умови роботи генератора при зниженні напруги на 5%:

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ.Г}}}, \quad (15.3)$$

Коло двообмоткового трансформатора зв'язку на електростанції. На стороні високої напруги (ВН) та низької напруги (НН) приймається

$$I_{\text{НОРМ}} = I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (15.4)$$

де $S_{\text{НОМ.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора;

$I_{\text{НОМ.Т}}$ – номінальний струм трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Т}}$ – номінальна напруга трансформатора.

Найбільший струм ремонтного чи післяаварійного режиму приймається за умови відключення паралельно працюючого трансформатора, коли трансформатор, що залишився в роботі, може бути перевантажений за правилами аварійних тривалих чи систематичних перевантажень. Відповідно до ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускається тривале аварійне навантаження 40% і систематичне перевантаження в залежності від умов охолодження, типу трансформатора та графіка навантаження. Якщо невідомі дійсні значення допустимих перевантажень, то у навчальне проектування можна прийняти

$$I_{\text{макс}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (15.5)$$

де $I_{\text{макс}}$ – це струм перевантаження трансформатора.

Коло триобмоткового трансформатора або автотрансформатора на електростанції. Завантаження кіл ВН (високої напруги), СН (середньої напруги), ПН (низької напруги) залежить від конкретних умов: графіка навантаження та схеми

з'єднань. При блочному з'єднанні генератора з трансформатором на стороні НН $I_{\text{норм}}$, $I_{\text{макс}}$ визначаються так само, як у колі генератора.

При поперекових зв'язках між генераторами розрахункові умови стороні НН та ВН визначаються за потужністю трансформатора з урахуванням його навантаження, тобто:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.т}} , \quad (15.6)$$

$$I_{\text{макс}} = (1,3\dots1,4) \cdot I_{\text{ном.т}} . \quad (15.7)$$

На боці СН, якщо відсутній зв'язок з енергосистемою та встановлено два трансформатори

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_H}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15.8)$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} . \quad (15.9)$$

де S'_H – найбільше перспективне навантаження на СН.

Якщо до шин СН приєднано енергосистему та є можливим перетікання потужності між обмотками ВН та СН, то

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.т}} , \quad (15.10)$$

$$I_{\text{макс}} = (1,3\dots1,4) \cdot I_{\text{ном.т}} . \quad (15.11)$$

Коло двообмоткового трансформатора на підстанції. На боці ВН та ПН розрахункове навантаження визначають, як правило, з урахуванням установки перспективи трансформаторів наступної за шкалою ГОСТ номінальної потужності $S'_{\text{ном.т}}$ [10]

$$I_{\text{норм}} = (0,65\dots0,7) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}, \quad (15.12)$$

$$I_{\text{макс}} = (1,3\dots1,4) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} . \quad (15.13)$$

Коло триобмоткового трансформатора на підстанції. На боці ВН розрахункові струми визначають так само, як для двообмоткового трансформатора на підстанції. На боці СН при двох встановлених трансформаторах

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{н}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15.14)$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}. \quad (15.15)$$

де $S'_{\text{н}}$ – перспективне навантаження на СН на 10-річний період [2, 3, 6, 10, 50].

Коло автотрансформатора на підстанції. На стороні ВН і СН розрахункові струми визначаються, як для кола двообмоткового трансформатора підстанції, оскільки автотрансформатор може бути використаний для зв'язку двох систем і перетікань потужності як з ВН в СН, так і у зворотному напрямку. На стороні ПН розрахункові струми визначаються за перспективним навантаженням

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{н}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15.16)$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}. \quad (15.17)$$

де $S'_{\text{н}}$ – перспективне навантаження на НН на 10-річний період [2, 3, 6, 10, 50].

Коло лінії. Якщо лінія одиночна радіальна, то $I_{\text{норм}} = I_{\text{макс}}$ визначається за найбільшим навантаженням лінії.

Для n -паралельних ліній визначається, як

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нав}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15.18)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (15.19)$$

де $S_{\text{нав}}$ – найбільша потужність споживачів приєднаних до ліній.

Найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму $I_{\text{макс}}$ для паралельних ліній виникає при відключенні однієї з них.

Складальні (збірні) шини, кола секційних, шино з'єднувальних вимикачів. Струм нормального режиму визначається з урахуванням струморозподілу по шинам при найбільш несприятливому експлуатаційному режимі. Такими режимами є: відключення частини генераторів, переведення ліній, що відходять, на одну систему шин, а джерел живлення – на іншу. Зазвичай струм, що проходить по збірних шинах, секційному або шино з'єднувальному вимикачам, не перевищує $I_{\text{макс}}$ найпотужнішого генератора або трансформатора, приєданого до цих шин.

Коло групового здвоєного реактора. У нормальному режимі гілки реактора завантажені рівномірно. Найбільший струм нормального режиму визначається за навантаженням приєднаних до гілки споживача

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нав}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (15.20)$$

У післяаварійному або ремонтному режимі при відключенні однієї з ліній споживання, приєднаних до гілки реактора, і відповідно, навантаження іншої гілки може зростати

$$I_{\text{макс}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}} \quad (15.21)$$

де n – кількість ліній, приєднаних до однієї гілки реактора.

При правильно вибраному реакторі $I_{\text{макс}}$ не перевищує номінального струму його гілки.

Отже, умова вибору тривалого нагрівання:

– для апаратів:

$$\begin{aligned} I_{\text{норм}} &\leq I_{\text{ном}} \text{ ,} \\ I_{\text{макс}} &\leq I_{\text{ном}} \text{ ,} \end{aligned} \quad (15.22)$$

– для шин та кабелів:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (15.23)$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм апарату;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника.

Номінальний струм апаратів $I_{\text{ном}}$ нормований при температурі навколишнього повітря $\theta_{\text{о.ном}} = 35^\circ\text{C}$, струм $I_{\text{доп}}$ – при температурі навколишнього повітря $\theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ або при температурі землі $\theta_{\text{о.ном}} = 15^\circ\text{C}$ (для кабелів).

Якщо діюча температура навколишнього середовища θ_0 відмінна від номінальної температури $\theta_{\text{о.ном}}$, то необхідно зробити перерахунок номінального струму за співвідношенням:

– для апаратів, шин та кабелів

$$I'_{\text{ном}} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о.ном}}}}, \quad (15.24)$$

де $I'_{\text{ном}}$ та $I'_{\text{доп}}$ – номінальний та тривало допустимий струм при температурі навколишнього середовища θ_0 ;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура апарата або провідника.

15.2 Розрахункові умови для перевірки апаратури та струмопровідних частин за режимом короткого замикання

Електричні апарати та шинні конструкції розподільчих пристроїв повинні бути перевірені на електродинамічну та термічну стійкість. Відмикаючи апарати (вимикачі, запобіжники) перевіряють, крім того, на здатність до відмикання. Для цього необхідно визначити розрахункові струми короткого замикання, попередньо склавши розрахункову схему та намітивши розрахункові точки короткого замикань.

При складанні *розрахункової схеми* для вибору апаратів та провідників одного кола вибирається режим установки, при якому в

цьому колі буде найбільший струм короткого замикання. При цьому не враховуються режими, які не передбачені для тривалої експлуатації (наприклад, короткочасна паралельна робота резервного та робочого трансформатора власних потреб станції тощо).

Як *розрахункову точку* короткого замикання слід приймати точку, при пошкодженні в якій через апарат або провідник, що вибирається протікатиме найбільший струм. Вибір розрахункових точок короткого замикання представлений у ДОДАТКУ А.

Розрахунковим видом короткого замикання при перевірці електродинамічної стійкості апаратів і жорстких шин з підтримуючими і опорними конструкціями, що відносяться до них, є трифазне коротке замикання. Термічну стійкість треба перевіряти також за трифазним коротким замиканням. Виняток представляють апарати та провідники в колі генераторів, для яких необхідно перевірити їх термічну стійкість під час дії резервного захисту генератора. Апаратура та струмопроводи, що застосовуються в колах генераторів потужністю 60 МВт та більше, а також у колах блоків генератор-трансформатор такої ж потужності, повинні перевірятися по термічній стійкості, виходячи з розрахункового часу короткого замикання 4 с [2, 3, 6, 10, 50]. Тому для кола генератора треба розглянути трифазне та двофазне коротке замикання.

Здатність на відмикання апаратів у незаземлених або резонансно заземлених мережах (мережі напругою до 35 кВ включно) необхідно перевіряти струмом трифазного короткого замикання.

У ефективно-заземлених мережах (мережі напругою 110 кВ та вище) визначаються струми при трифазному і однофазному короткому замиканнях, а перевірку здатності на відмикання проводять відповідно до більш важкого режиму з урахуванням умов відновлення напруги.

Перевірка на електродинамічну стійкість. Ударні струми короткого замикання можуть спричинити поломку електричних апаратів та шинних конструкцій. Щоб цього не сталося, кожен тип апаратів випробовують на заводі, встановлюючи для нього найбільший допустимий струм короткого замикання (амплітудне значення повного струму) $i_{дин}$. У літературних джерелах зустрічається і інша назва цього струму – граничний наскрізний струм короткого замикання i пр.скв.

Умови перевірки електродинамічної стійкості мають вигляд

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (15.25)$$

де $i_{\text{уд}}$ – розрахунковий ударний струм у колі.

Перевірка електродинамічної стійкості вимикачів і трансформаторів струму має деякі особливості, що буде розглянуто при виборі цих апаратів. Шини та шинні конструкції перевіряють на механічну міцність під дією електродинамічних сил, що виникають при короткому замиканні.

Перевірка на теплову стійкість. Провідники та апарати при короткому замиканні не повинні нагріватися вище за допустиму температуру, встановлену нормами для короткочасного нагрівання [2, 3, 6, 10, 50].

Для термічної стійкості апаратів має бути виконана умова

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (15.26)$$

де $B_{\text{к}}$ – імпульс квадратичного струму короткого замикання, пропорційний кількості теплової енергії, виділеної за час короткого замикання;

$I_{\text{тер}}$ – номінальний струм термічної стійкості апарату;

$t_{\text{тер}}$ – номінальний час термічної стійкості апарату.

Апарат може витримати струм $I_{\text{тер}}$ протягом часу $t_{\text{тер}}$.

Імпульс квадратичного струму короткого замикання розраховується як

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{відм}}} I_{\text{к.л}}^2 \cdot dt = B_{\text{к.п}} + B_{\text{к.а}}, \quad (15.27)$$

де $I_{\text{к.л}}$ – діюче значення повного струму короткого замикання в момент t ;

$t_{\text{відм}}$ – час від початку короткого замикання до його відключення;

$B_{\text{к.п}}$ – тепловий імпульс періодичної складової струму короткого замикання;

$B_{\text{к.а}}$ – тепловий імпульс аперіодичної складової струму короткого замикання.

Тепловий імпульс B_k визначається по-різному в залежності від місця знаходження точки короткого замикання в електричній схемі. Можна виділити три основні випадки:

- віддалене коротке замикання;
- коротке замикання поблизу генераторів або синхронних компенсаторів;
- коротке замикання поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку повний тепловий імпульс короткого замикання

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{відм} + T_a), \quad (15.28)$$

де $I_{п.0}$ – діюче значення періодичної складової початкового струму короткого замикання;

T_a – стала часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання.

Для орієнтовних розрахунків можна прийняти значення T_a з таблиці 15.2.

Даний спосіб визначення B_k рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в колах понижувальних підстанцій (виняток становлять короткі замикання на шинах від 3 кВ до 10 кВ підстанцій, до яких підключено потужні електродвигуни або синхронні компенсатори), в колах високої напруги електростанцій, у колах генераторної напруги електростанцій, якщо місце короткого замикання знаходиться за реактором.

Визначення теплового імпульсу B_k для двох інших випадків короткого замикання досить складне. Детально методи оцінки B_k для цих випадків описані у [2, 33].

Для орієнтовних розрахунків можна скористатися наведеною формулою B_k . При цьому вираховане значення теплового імпульсу буде трохи завищено, тому що насправді струм загасає.

Відповідно до ПУЕ [52] час відключення $t_{відм}$ складається з часу дії основного релейного захисту даного кола $t_{р.з}$ і повного часу відключення вимикача $t_{заг.відм}$;

$$t_{відм} = t_{р.з} + t_{заг.відм}. \quad (15.29)$$

Таблиця 15.2 – Значення сталої часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання та ударного коефіцієнта

Елементи та частини енергосистеми	Стала часу T_a , с	Ударний коефіцієнт k_y
1	2	3
Турбогенератори потужністю:		
12...60 МВт	0,16...0,25	1,94...1,955
100...1000 МВт	0,4...0,54	1,975...1,98
Блоки, що складаються з турбогенератора потужністю 60 МВт та трансформатора (на стороні ВН), при номінальній напрузі генератора:		
6,3 кВ	0,2	1,95
10 кВ	0,15	1,935
Блоки, що складаються з турбогенератора та підвищуючого трансформатора при потужності генераторів:		
100...200 МВт	0,26	1,965
300 МВт	0,32	1,977
500 МВт	0,35	1,983
800 МВт	0,3	1,967

Продовження таблиці 15.2

Елементи та частини енергосистеми	Стала часу T_a , с	Ударний коефіцієнт k_y
1	2	3
Система, з'єднана з шинами, де розглядається к.з., повітряними лініями напругою:		
35 кВ	0,02	1,608
110...150 кВ	0,02...0,03	1,608...1,717
220...330 кВ	0,03...0,04	1,717...1,78
500...750 кВ	0,06...0,08	1,85...1,895
Система, з'єднана зі складальними (збірними) шинами 6...10 кВ, через трансформатори потужністю:		
80 МВА в одиниці та більше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в одиниці	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в одиниці	0,02...0,06	1,6...1,82
Гілки, захищені реактором с номінальним струмом:		
1000 А та більше	0,23	1,956
630 А та менше	0,1	1,904
Розподільчі мережі напругою 6...10 кВ	0,01	1,369

У колах генераторів 60 МВт та більше термічну стійкість необхідно перевіряти за часом дії резервного захисту генератора та прийняти $t_{\text{відм}} = 4$ с.

Згідно з ПУЕ допускається не перевіряти на електродинамічну стійкість апарати та провідники, захищені плавкими вставками на струм до 60 А включно, а також апарати та шини кіл трансформаторів напруги за умови їх розташування в окремій камері.

На термічну стійкість вважається допустимим не перевіряти дроти повітряних ліній напругою 35 кВ і вище за відсутності на них швидкодіючих автоматів повторного вмикання (ШАПВ), апаратів і провідників кіл, захищеними плавкими запобіжниками, провідників кіл трансформаторів напруги [2, 3, 6, 10, 50].

15.3 Вибір низьковольтних апаратів

Рубильники вибираються [2, 3, 6, 33,]:

- за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.30)$$

- по струму навантаження

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15.31)$$

- за конструктивним виконанням;
- за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр.скр}}, \quad (15.32)$$

- за термічною стійкістю

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (15.33)$$

Номинальний струм $I_{\text{ном}}$, струм граничний наскрізний $i_{\text{пр.скр}}$, струм і час термічної стійкості $I_{\text{тер}}$, $t_{\text{тер}}$ наводяться в каталогах і довідниках.

Автоматичні повітряні вимикачі (автомати) вибираються:

- за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.34)$$

- по роду струму та його значенню

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15.35)$$

- за конструктивним виконанням;
- за граничним струмом, що відключається.

Селективні автомати, що діють з витримкою часу при короткому замиканні, перевіряються:

- за умовою

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{відм}}, \quad (15.36)$$

де $I_{\text{п.0}}$ – діюче значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання у початковий момент;

$I_{\text{відм}}$ – діюче значення граничного струму відключення автоматичного вимикача;

- з електродинамічної стійкості

$$i_y \leq i_{\text{пр.скр}}. \quad (15.37)$$

Струмообмежувальні (швидкодійочі) автомати перевіряються за умовою

$$I_{\text{відм}} \geq I_y^{(3)}. \quad (15.38)$$

Швидкодіючі автомати завдяки струмообмежувальному ефекту на електродинамічну стійкість не перевіряються. За термічною стійкістю перевіряються лише селективні автомати

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (15.39)$$

де $i_{\text{пр.скр}}$ – амплітудне значення граничного струму короткого замикання;

$I_{\text{тер}}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{\text{тер}}$ – час протікання струму термічної стійкості.

Ці параметри визначаються за каталогами та довідниками.

Контактори та магнітні пускачі вибираються [2, 3, 6, 33]:

– за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.40)$$

– по роду струму та його значенню

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15.41)$$

– за потужністю електродвигунів, що підключаються

$$P_{\text{підк}} \leq P_{\text{доп}}. \quad (15.42)$$

Запобіжники вибираються:

– за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.43)$$

– по струму

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15.44)$$

- по конструкції та роду установки;
- за струмом відключення

$$I_{п.0} \leq I_{відм.пр}, \quad (15.45)$$

де $I_{відм.пр}$ – граничний струм, що відключається (симетрична складова).

В установках до 1000 В номінальний струм плавкої вставки запобіжника вибирається за умовами захисту мережі, а також за умовами селективності (Докладно це питання розглядається в [2, 5, 33, 40, 41, 46, 47, 123].

15.4 Вибір струмопровідних частин ізоляторів розподільних пристроїв

Струмопровідні частини у розподільних пристроях 35 кВ і вище електростанцій та підстанцій зазвичай виконуються гнучкими сталелегалюмінієвими проводами АС чи АСО. Гнучкі дроти застосовуються також для з'єднання блокових трансформаторів з ВРУ. При напрузі 500 кВ можуть бути використані порожнисті алюмінієві дроти марки ПА. При номінальних напруженнях 750 кВ і 1150 кВ слід застосовувати тільки дроти марки ПА. При цьому число проводів у фазі виходить мінімальним, зменшується витрата алюмінію та кількість гірлянд ізоляторів, спрощується монтаж. У деяких конструкціях відкритих розподільчих пристроїв частина або вся ошиновка та збірні шини можуть виконуватися жорсткими із алюмінієвих труб.

З'єднання генераторів і трансформаторів із закритим або комплектним розподільним пристроєм 6...10 кВ здійснюється гнучким підвісним струмопроводом, шинним мостом або закритим комплектним струмопроводом. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів та трансформаторів з РУ 6...10 кВ виконуються пучком дротів, закріплених по колу в кільцях-обоймах. Два дроти з пучка – сталелегалюмінієві. Вони несуть переважно механічне навантаження від власної ваги, ожеледиці та вітру. Інші дроти – алюмінієві. Вони є лише струмопровідними. Перетини окремих дротів (проводів) у

пучку рекомендується вибирати якомога більшими (500 мм², 600 мм²), через те, що це зменшує їх кількість та вартість струмопроводу загалом.

Всі з'єднання всередині закритого розподільного пристрою 6...10 кВ, включаючи збірні шини, виконуються жорсткими голими алюмінієвими шинами прямокутного чи коробчатого перерізу. При струмах до 3000 А у закритих розподільних пристроях 6...10 кВ застосовуються односмугові та двосмугові алюмінієві шини. При великих струмах рекомендуються шини коробчастого перерізу, оскільки вони забезпечують кращі умови охолодження та менші втрати від ефекту близькості та поверхневого ефекту.

Провідники (дроти) ліній електропередавання, довгих зв'язків блокових трансформаторів з ОРУ, струмопроводи генераторної напруги вибираються за економічною густиною струму

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (15.46)$$

де $I_{\text{ном}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень);

$j_{\text{ек}}$ – нормована густина струму, А/мм².

Переріз, обраний за економічною густиною струму, перевіряється на нагрівання (за допустимим струмом) у післяаварійному та ремонтному режимах роботи електроустановки.

Умова вибору

$$I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (15.47)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий по нагріванню струм шини обраного перерізу при температурі охолоджувального середовища, відмінної від нормованої

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{трив. доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{трив. доп}} - \theta_{0. \text{ ном}}}}, \quad (15.48)$$

де $\theta_{o, \text{ном}} = 25 \text{ }^\circ \text{C}$ – нормована температура охолоджуючого середовища, при якій визначається номінальний допустимий струм провідника;

$I_{\text{доп. ном}}$ – номінальний допустимий струм провідника; $\theta_{\text{трив. доп}}$ – тривало допустима температура провідника (для неізольованих проводів та пофарбованих шин $\theta_{\text{трив. доп}} = 70 \text{ }^\circ \text{C}$);

θ_o – реальна температура охолоджуючого середовища.

При горизонтальному прокладанні жорстких шин прямокутного перерізу та розташуванні їх плазом допустимий струм треба зменшити на 5% для смуг шириною до 60 мм включно і на 8% – для смуг більшої ширини.

Вибору економічної цільності струму не підлягають [2, 5, 33, 40, 41, 46, 47, 123]:

– мережі промислових підприємств та споруд напругою до 1 кВ та при T_{max} до 5000 год;

– відгалуження до окремих електроприймачів $U < 1$ кВ, а також освітлювальні мережі;

– збірні шини електроустановок та ошинування в межах відкритих та закритих РУ всіх напруг;

– мережі тимчасових споруд, а також пристрої з терміном служби 3...5 років.

Перетин цих проводів вибирається за допустимим струмом. При цьому враховуються не тільки нормальні, а й післяаварійні режими, а також режими в період ремонтів та можливість нерівномірного розподілу струмів між секціями шин.

Перевірка шини на термічну стійкість.

Перевірка проводиться за умовою

$$S \geq S_{\text{мін}}, \quad (15.49)$$

де S – вибраний переріз;

$S_{\text{мін}}$ – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам термічної стійкості при короткому замиканні.

У наближених розрахунках можна скористатися спрощеною формою визначення $S_{\text{мін}}$:

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (15.50)$$

де $B_{\text{к}}$ – тепловий імпульс, що виділяється струмом короткого замикання;

C – це значення функції для алюмінієвих шин і проводів дорівнює

$$91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}, \text{ для мідних} - 167 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Шини, виконані голими проводами на відкритому повітрі, проводи повітряних ліній, не обладнаних пристроями АПВ, на термічну дію струму короткого замикання не перевіряються [2, 5, 33, 40, 41, 46, 47, 123].

Перевірка шини на електродинамічну стійкість.

Жорсткі шини, закріплені на ізоляторах, є динамічною коливальною системою, на яку впливають електродинамічні сили. Якщо власні f_0 частоти коливальної системи шини-ізолятори збагатимуться з частотою зміни електродинамічних сил, то механічні навантаження на шини та ізолятори зростатимуть. Якщо власна частота коливань f_0 менше 30 Гц і більше 200 Гц, то механічного резонансу не виникатиме. У більшості практично застосовуваних конструкцій шин ці умови дотримуються, тому ПУЕ [52] не вимагають перевірки на електродинамічну стійкість з урахуванням механічних коливань шинної конструкції. В окремих випадках, наприклад при проектуванні нових конструкцій, проводиться визначення частоти власних коливань [2, 5, 123]:

$$f_0 = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (15.51)$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см⁴, береться з таблиці 16.4;

S – попереківий переріз шини, см²;

K – коефіцієнт, що залежить від матеріалу шин (для алюмінію – $K = 173,2$; для міді – $K = 125,2$).

Змінюючи l та S , можна досягнути, щоб механічний резонанс був виключений, тобто. $f_0 > 200$ Гц.

Механічний розрахунок односмугових жорстких шин прямокутного, круглого, трубчастого або іншого профілю, що розташовані в одній площині.

Визначається найбільше зусилля, що виникає при трифазному короткому замиканні, Н:

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (15.52)$$

де i_y^2 – ударний струм, А;

a – відстань між сусідніми фазами, м;

l – проліт шини (відстань між сусідніми ізоляторами однієї фази), м.

Максимальний вагінальний момент на шину при числі прольотів більше двох (шина розглядається як багатопрогонова балка, що вільно лежить на опорах), Н·м.

$$M = \frac{F_{\text{розр}} \cdot l}{10}. \quad (15.53)$$

Напряга в матеріалі шини, що виникає при дії згинального моменту, МПа

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{розр}} \cdot l}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (15.54)$$

де W – момент опору шини щодо осі, перпендикулярної дії зусилля, см^3 (таблиця 15.3).

Шини динамічно стійкі, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (15.55)$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – допустима механічне напруження в матеріалі шин.

Таблиця 15.3 – Значення моменту інерції та опору для стандартного перерізу шин різних профілів шин

Розташування шин різних профілів	Момент інерції J , см^4	Момент опору W , см^3
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^3}{3}$
	$0,72hb^3$	$1,44hb^2$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

В електроустановках широко застосовують пресовані шини з алюмінію нієвого сплаву, загартовані і природно зістарені (марка АД31Т) або загартовані та штучно зістарені (марка АД31Т1). Допустиме механічне навантаження в матеріалі шин марки АД31Т 91 $\sigma_{\text{доп}} = \text{МПа}$ та марки АД31Т1 $\sigma_{\text{доп}} = \text{МПа}$ [5, 47, 123].

Якщо при розрахунку виявиться, що напруга в матеріалі шин більша допустимої, то слід вжити заходів до зміни однієї або декількох величин, що входять у формулу для визначення розрахунків $\sigma_{\text{розр}}$.

Таблиця 15.4 – Основні характеристики матеріалів шин

Матеріал шини	Марка	Часовий опір розриву $\sigma_{\text{роз}}$, МПа		Допустиме напруження $\sigma_{\text{доп}}$, МПа		Модуль пружності $E, 10^{10}$ Па
		матеріалу	в області зварного з'єднання	матеріалу	в області зварного з'єднання	
Алюміній	АО, А АДО	118	118	82	82	7
		59–69	59–69	41–48	41–48	7
Алюмінієвий сплав	АД31Т	127	120	89	84	7
	АД31Т1	196	120	137	84	7
	АВТ1	304	152	213	106	7
	1915Т	353	318	247	223	7
Мідь	МГМ	345–355	–	171,5–178	–	10
	МГТ	245–294	–	171,5–206	–	10

Методика механічного розрахунку шин двосмугових, коробчатого перетину, шин, розташованих у вершинах трикутника надається в [5, 47, 123].

Гнучкі шини кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів із досить великою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийнято відстані: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 3 м; 220 кВ – 4 м; 330 кВ – 4,5 м; 500 кВ – 6 м; 750 кВ – 10 м.

При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, тому розрахунок на електродинамічний вплив для гнучких шин зазвичай не проводять. Але при великих струмах короткого замикання дроти у фазах можуть схлюстуватися. Згідно з ПУЕ [52] на електродинамічний вплив струму короткого замикання перевіряються гнучкі шини розподільного пристрою при $I_y^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ та дроти ВЛ при $i_y \geq 50 \text{ кА}$. Порядок перевірки на схлестування вказаний у [5, 47, 50, 123].

Перевірка за умовами коронування робиться для гнучких провідників при напрузі 35 кВ та більшою. Порядок розрахунку розглянуто у [5, 47, 50, 123]. Можна використовувати також наведені в ПУЕ [52] мінімально допустимі за умовами корони перерізу проводів повітряних ліній електропередавання: для напруги 110 кВ – АС70/11; 150 кВ – АС 120/9; 220 кВ – АС 240/39; 330 кВ – АС 600/72; $3 \times \text{АС } 150/24$; $2 \times \text{АС } 240/39$; 500 кВ – $3 \times \text{АС } 300/66$; $2 \times \text{АС } 700/86$.

На окремих ділянках електричних схем застосовуються комплектні струмопроводи. Такими ділянками є: зв'язок між генератором і блочним трансформатором, відпайка до трансформатора власних потреб від зв'язку генератор-трансформатор, зв'язок між трансформаторами власних потреб та розподільним пристроєм 6 кВ, з'єднання трансформатора на підстанції з розподільним пристроєм 6 ... 10 кВ. В цьому випадку струмопровід вибирається за умови, що

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_y \leq I_{\text{дин}}.$$

15.5 Вибір шинних ізоляторів

Жорсткі шини в розподільчих пристроях кріпляться на опорних ізоляторах, що вибираються:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (15.56)$$

- за допустимим навантаженням

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (15.57)$$

де $F_{\text{розр}}$ – сила, що діє на ізолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}}, \quad (15.58)$$

де $F_{\text{руйн}}$ – руйнівне навантаження на вигин.

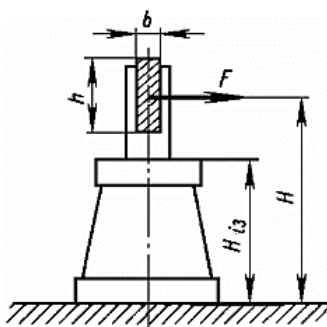


Рисунок 15.1 – Ескіз шини, що розташована «на ребро»

При горизонтальному або вертикальному розташуванні ізоляторів усіх фаз розрахункова сила дорівнюватиме, Н:

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_{\text{п}} \cdot 10^{-7}, \quad (15.59)$$

де $k_{\text{п}}$ – поправочний коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована «на ребро» (див. рис. 16.4).

$$k_{\text{п}} = \frac{H}{H_{\text{із}}},$$

$$H = H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2},$$

де $H_{\text{із}}$ – висота ізолятора;
 b та h – розміри шини.

При розташуванні шин у вершинах трикутника $F_{\text{розр}}$ можна розрахувати за методикою [5, 47, 50, 123].

Прохідні ізолятори вибираються:
 – за напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

– за номінальним струмом

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15.60)$$

– за допустимим механічним навантаженням

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}. \quad (15.61)$$

Для прохідних ізоляторів розрахункова сила дорівнює, Н

$$F_{\text{розр}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}. \quad (15.62)$$

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. АТ Український науково-дослідний проектно-конструкторський та технологічний інститут трансформаторобудування «ВІТ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.vit.zp.ua/>
2. Афанасьєв О.І. Електричні апарати високої напруги / О.І. Афанасьєв, Л.Б. Жорняк, В.М. Щусь. – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2021. – 356 с.
3. Близняков О.В. Дослідження та випробування електричних апаратів: Навчальний посібник / О.В. Близняков. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2005. – 94 с.
4. Васильченко, В.І. Цифрова підстанція складова системи "Smart grid" [Текст] / В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Ієрусалімова // Електротехніка і Електромеханіка. – Х.: НТУ «ХП», 2014. – № 6. – С. 72-76.
5. Вибір електроустаткування під час проектування трансформаторних підстанцій середньої/низької напруги [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://new.abb.com/>
6. Вибір струмопровідних частин та апаратів. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadach_ah_rozvytku_elektrsystem/5_1.htm
7. Вироби для залізниць Secheron SA Hasler Group [Електронний ресурс] – Режим доступу: [Sécheron | Sécheron Hasler Group - Smart. Safe. Swiss. \(secheron.com\)](https://www.secheron.com/)
8. ГКД 34.20.302-2002 НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ Видання офіційне Київ Міністерство палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств" Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики"2002 МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://leg.co.ua>
9. ГКД 34.46.401-96 Трансформатори силові, пристрої перемикання відгалужень обмоток трансформаторів РПН під навантаженням типів PS, SDV, SCV, SAV [Текст]: методичні вказівки з налагодження / Міністерство енергетики України [Текст]. – К.: ДонОРГРЕС, 2003. – 50 с.

10. ГОСТ 1516.2-97 Електроустаткування і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ і вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції. З поправкою [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>

11. Грабко, В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. [Текст] / В. В. Грабко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. — 109 с.

12. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА. Повітряні лінії електропередавання напругою понад 1 кВ змінного струму. Частина 1. Загальні вимоги. Загальні технічні характеристики [Текст]. – К.: 2017. – 420 с.

13. Дмитренко, О. О. Цифрові підстанції. Аналіз та їх тенденції впровадження в Україні / О. О. Дмитренко, В. І. Мудрик [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article>

14. ДСТ України 2104-92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови [Текст] – К.: Держстандарт України, 1992. – 39 с.

15. ДСТУ 2304-93 Апарати комутаційні електричні. Вимикачі. Перемикачі. Терміни та визначення.

16. ДСТУ 2843-94. Електротехніка. Основні поняття. Терміни та визначення. Чинний від 1995-01-01. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.

17. ДСТУ 2976-94 Трансформатори струму й напруги. Терміни та визначення. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.

18. ДСТУ 3335-96 Шафи негерметизованих комплектних пристроїв та комплектних розподільних пристроїв та комплектних трансформаторних підстанцій [Текст] – К.: Держстандарт України, 1996. – 12 с.

19. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>

20. ДСТУ 4499-1:2005 Системи кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування (ІЕС 61084-1:1991, NEQ). [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=53144

21. ДСТУ 4754:2007 Системи кабельних лотоків і драбин. Загальні вимоги та методи випробування (ІЕС 61537:2001, MOD). [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=55918

22. ДСТУ EN 50086-1:2004 Системи кабелепроводів для електричних установок. Частина 1. Загальні технічні вимоги (EN 50086-1:1993, IDT). [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=65361

23. ДСТУ EN 62271-203:2016 (EN 62271-203:2012, IDT). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 203. Розподільні пристрої з газовою ізоляцією в металевій оболонці на номінальну напругу понад 52 кВ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.cct.com.ua>

24. ДСТУ EN 62271-206:2016 (EN 62271-206:2011, IDT). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 206. Системи індикації наявності напруги на номінальну напругу понад 1 кВ і до 52 кВ включно [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.cct.com.ua>

25. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:2003, IDT) [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

26. ДСТУ ІЕС 60044-2:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 2. Трансформатори напруги індуктивні. (ІЕС 60044-2:2003, IDT) [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

27. ДСТУ ІЕС 62271-111:2016 (ІЕС 62271-111:2012, IDT). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина III. Пристрої автоматичного повторного вмикання та аварійні вимикачі для систем змінного струму до 38 кВ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.cct.com.ua>

28. ДСТУ ГОСТ 1983–2003 Трансформатори напруги. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

29. ДСТУ ГОСТ 23625-2003 Трансформатори напруги вимірювальні лабораторні. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 65 с.

30. ДСТУ EN 50160-2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності

(EN 50160:2010, IDT) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.loe.ant.lviv.ua/>

31. ДСТУ: ІЕС 61000-4-30-2010. Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.loe.ant.lviv.ua>

32. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48808/1/Elektrychni_merezhi_ta_systemy.pdf

33. Жорняк Л. Б Електричні апарати автоматики та керування [Текст] / Л. Б. Жорняк, М. В. Антонова, В. В. Василевський. – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2022.– 414 с.

34. Жорняк, Л.Б. Ефективність засобів примусового вирівнювання напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції газозаповнених трансформаторів струму [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. М. Снігирьов, С. В. Скорик, Д. В. Чорний, С.І. Беляєв // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2018. - № 32 (1308). - С. 22-26.

35. Жорняк, Л.Б. Можливості компенсації напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції високовольтних газозаповнених трансформаторів струму [Текст] / Л.Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, Р.С. Леонов, А.В. Карпук // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2017. - № 34(1256). - С. 14-18.

36. Жорняк, Л.Б. Особливості обрання теоретичного закону розподілу при оцінці надійності зовнішньої ізоляції газонаповнених вимірювальних трансформаторів [Текст] / Л. Б. Жорняк, О.І. Афанасьєв, В.О. Поляков, Ж.О. Кулік, Р. В. Кот, І.О. Кравець //

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Харків: НТУ «ХПІ». – № 1 (2020). – С. 10–14.

37. Жорняк, Л.Б. Особливості регулювання напруженості електричного поля вздовж зовнішньої ізоляції газогаповнених трансформаторів напруги [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. І. Щусь, Ю. В. Азорська, О. В. Коляда, Д. О. Грiнiвeцький // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ», 2019. – № 2 (1308). – С. 13–18.

38. Інструкція із застосування, монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ. затверджена Міністерством Енергетики та Вугільної Промисловості України, Наказ № 374 від 23.05.2014.

39. Кирик, В. В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» [Текст] / В. В. Кирик. – К.: НТУУ «КПІ», 2014. – 130 с.

40. Клименко, Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Точка, 2012. – 340 с.

41. Клименко, Б. В. Комутаційна апаратура, апаратура керування, запобіжники. Терміни, тлумачення, коментарі: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Талант, 2008. – 208 с.

42. КО «Запорізький завод високовольтної апаратури» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zva.zp.ua>

43. Малогулко, Ю. В. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник [Текст] / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикiн, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 200 с.

44. Міністерство палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" 2002 [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/5685865/page/2/>

45. Модульні комплектні тягові підстанції. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://pluton.ua/p/brochures/doc/Modular_substations_ukr.pdf

46. Орлович, А. Ю. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Текст] / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О .В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко. – Кропивницький: Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

47. Орлович, А. Ю. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології» [Текст] / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, Т. В. Величко. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.

48. Оробчук, Б. Я. Робітнича професія-електромонтер: конспект лекцій для студентів денної і заочної форм навчання / Б. Я Оробчук. – Тернопіль : ТНТУ ім. І. Пулюя, 2012. – 105 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/21920>

49. Пастушенко, М. С. Перспективи впровадження відновлюваних джерел електричної енергії на залізничному транспорті України / М. С. Пастушенко // ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ • ЭНЕРГЕТИКА • ЭНЕРГОАУДИТ. – 2013. – №12 (118). – С. 45-51. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eee.khpi.edu.ua/article/view>

50. Півняк Г.Г. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання [Текст] / Г.Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковська. – Дніпропетровськ: Національний технічний університет, 2002. – 219 с.

51. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Основа, 1998. – 381 с.

52. Правила улаштування електроустановок: / Міненерговугілля України. – Київ: 2017. – 617 с.

53. ПрАТ «Плутон» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://pluton.ua/>

54. Релеекспорт RITZ & EGE [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://Анонс_Relayexport%20-%20electrical%20equipment.pdf

55. Розподільні сухі трансформатори АББ [Електронний ресурс].
Режим доступу:

<http://silovoytransformatorю.ua/stati/raspredelitelnye-suhie-transformatoryabb.html>

56. Серета, О. Г. Захист розгалуженої мережі електропостачання з розподіленим навантаженням від обриву нейтрального провідника / О. Г. Серета // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2014. – № 785. – С. 66-73. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/VNULPEEC_2014_785_13.pdf

57. Сиченко, В. Г. Енергетика тягових мереж: монографія [Текст] / В. Г. Сиченко, В. Г. Кузнецов, Д. О. Босий, О. І. Саблін; за загальною редакцією В. Г. Сиченка. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.

58. Сухі трансформатори з литою ізоляцією // Zucchini [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.legrand/liblocal/.../DC079_Zucchini

59. ТОВ "Високовольтний Союз – РЗВА" (Рівненський завод високовольтної апаратури) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.rzva.ua>

60. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua>

61. https://energyservisvp.kr.ua/ua/product_list

62. ТОВ «Науковий інноваційно-технологічний трансформаторний завод "НІТТЗ" [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://youcontrol.com.ua/ru/catalog/company_details/

63. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови ДСТ України 2104-92 Видання офіційне ДЕРЖСТАНДАРТ УКРАЇНИ. [Текст] – К.: Держстандарт України, 1992. – 39 с.

64. Цифрова підстанція – МЕК 61850 /Schneider Electric Україна <https://www.se.com/ua/uk/product-subcategory/4650-цифрова-підстанція-мек-61850/>

65. Цифрові підстанції – погляд у майбутнє енергетики [Електронний ресурс] – Режим доступу: [Цифровые подстанции \(iec-expro.com.ua\)](http://Цифровые_подстанции_(iec-expro.com.ua))

66. Цифрові підстанції майбутнього_ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/topics/tsyfrovi-pidstantsiyi.html>
67. ЧП «ЕЛТІЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eltiz.ua>
68. Шестеренко, В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник [Текст] / В. Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова книга, 2011. – 656 с.
69. Andrienko, P.D. Switching Transients in Electrical and Electronic Apparatus / P.D. Andrienko, O. V. Blyzniakov, M.I. Kotsur – Zaporizhzhia: NU «Zaporizhzhia polytechnic», 2021. – 128 p.
70. A real High Voltage reliable Dry type insulation [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://rhmintl.com/technology/>
71. Fylymonenko, A. V. Fiber Optic 110 – 150 kV Current Transformers [Текст] / A. V. Fylymonenko, S. Y. Yatsura, L. B. Zhorniak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених і спеціалістів 04 –06 листопада 2020 року. – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 69-73.
72. [HF RU Brochure 28092012_1TFC902037N1101.pdf \(abb.com\)](https://www.abb.com/1TFC902037N1101.pdf)
73. High Voltage Insulator Design [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.integratedsoft.com/applications/high-voltage-insulators>
74. <https://asenergi.com/catalog/predohraniteli/smd-chip.html>
75. <http://electricalschool.info/main/elsnabg/>
76. <http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/conductor/234-tokoprovod-zakrytyy-serii-tzk-kruglogo-secheniya.html>
77. <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/topics/tsyfr-ovi-pidstantsiyi.html>
78. <http://ntt-trafo.ru/wp-content/uploads/2018/05/Catalog-Tokoprovod-Duresca.pdf>
79. <http://relayexport.com.ua/>
80. <https://ua.bizorg.su/kremenchug-rg/c476965-avm-amper-ooo/ustroystva-komplektnye-raspredelitelnye>
81. <http://smartenergo.net/products/vysokovoltnoe-oborudovanie-dlya-oru/186.html> Сименс

82. http://www.tekhar.com/Production/Compensation/index_filter_comp_vv_SVC.htm
83. https://bussfuse.ru/articles/kak_pravilno_podobrat_bystrodeystv_uyuuij_predohranitel/
84. <https://electroinfo.net/transformatory/chto-takoe-transformatornaja-podstancija.html>
85. <https://eltiz.ua/product/reaktor-filtrovyyi>
86. <https://eltron.com.ua/predohraniteli-plavkie-modulnye>
87. https://energobelarus.by/market/komplektnye_tokoprovody_i_shinoprovody/
88. <https://enext.ua/uk/services/ustroystva-kompensatsii-reaktivnoy-moshchnosti/?gclid>
89. https://itexn.com/13637_reaktory-vidy-ustrojstvo-oboznachenie-i-vybor-reaktorov.html
90. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatiy-14.html>
91. <https://n-tel.com.ua/frako.html>
92. <https://relayexport.com.ua/products/high-voltage-equipment/bus-ducts1/147-isolated-phase-bus-ducts-ipb>
93. <https://shinoprovod.pro>
94. <https://sitemasters.com.ua/elektroobladnannja/vidi-i-sistemi-zazemlennja-tn-s-tn-c-tn-c-s-it-v/>
95. <https://www.alstom.com/>
96. <https://studfile.net/preview/>
97. https://studme.org/32691/bzhd/sistemy_zazemleniya_elektricheskih_setey
98. <https://uk.wikipedia.org/wiki/Електростанція>
99. <https://uk.wikipedia.org/wiki/Кабель>
100. https://uk.wikipedia.org/wiki/Силовий_кабель
101. https://uk.wikipedia.org/wiki/Тягова_підстанція
102. https://uk.wikipedia.org/wiki/Цифрова_підстанція
103. https://web.archive.org/web/20111106060738/http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/digital_substation_and_its_main_fragments/
104. https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/5_1.htm
105. https://wikipedia.org/wiki/Ємнісна_компенсація
106. <https://www.dacpol.eu/pl/eaton-bussmann>

107. <https://www.energy-t/catalog/krm/batarei-statcheskix-kondensatorov.html>
108. <https://www.mircond.com/blog/kompensatsiya-reaktivnoy-moshchnosti-na-promyshlennykh-predpriyatiyakh/>
109. <https://www.ukkz.com/catalog/statcheskie-tiristornye-kompensatory-reaktivnoj-moshchnosti.html#:~:text=Статические%20тиристорные%20компенсаторы%20реактивной%20мощности%20являются%20одним%20из%20устройств%20обеспечивающих,передачи%20и%20распределения%20электрической%20энергии.>
110. <https://relayexport.com/products/HighVoltageGearEquipment/>
111. <https://zprua.com/product/tiristornye-kompensatory-reaktivnoj-moshchnosti-serii-tkrm-novogo-pokoleniya/>
112. [https://Компенсуючі пристрої — Википедія \(wikipedia.org\)](https://Компенсуючі пристрої — Википедія (wikipedia.org))
113. <https://www.nojapower.com.ua/product/recloser.html>
114. <https://www.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/serednya-napruha/systemy-serednoyi-napruhy/systemy-dlya-zovnishnoho-vstanovlennya/vakuumnyy-reklouzer-3ad.html>
115. <https://ena.in.ua>
116. <https://proenergo.by/elektrotehnicheskaya-produktsiya/shkafy-boksy-i-prinadlezhnosti-k-nim/komplektnyye-raspredelitelnyie-ustrojstva-kru-6-10-kv>
117. <http://tavrida-ua.com/articles/komplektnyye-raspredelitelnyie-ustrojstva-serii-vertikal-kso-ili-kru-ispytaniya-na-lokalizatsionnuyu-sposobnost.html>
118. <http://www.tekhar.com/Programma/HYUNDAI/krue.html>
119. http://www.tekhar.com/Programma/HYUNDAI/pdf_pict/KRUE/KRUE/Hyundai_KRUE.pdf
120. <http://www.energyland.info/analitic-show-101029>
121. <https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/KRUE.pdf>
122. <https://leg.co.ua/info/podstancii/krue-110-800-kv.html>
123. Methodical instructions for the course project on the subject: "High Voltage Apparatus" for the students of the specialty 141 – "Power, Electrical and Electromechanical Engineering" / Comp.: A. Afanasiev, V. Vasilevskij. – Zaporozhye: "Zaporizhzhia Polytechnic" National University, 2020. – 18 p.

124. Nemykina, O.V. Renewable and alternative energy sources: Tutorial with parallel text /O.V. Nemykina, O.V. Renewable and alternative energy sources: Tutorial with parallel text /O. V. Nemykina, A. V. Blyzniakov – Zaporizhzhia: Zaporizhzhia Polytechnic National University Publishing House, 2021 – 353 p.

125. Ozirskiy, V. M. Analysis of external insulation of optic-fiber 35 kV current transformer [Текст] / V. M. Ozirskiy, L. B. Zhornyak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XVIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 04–06 листопада 2020 р. – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 83-86.

126. Sereda, O. G. Monitoring thermal state of induction motors through the winding direct temperature control during the start [Текст] / O. G. Sereda, V. Lytvynenko, I. Varshamova // Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved). – Volume 63, Issue 3, 2018, Pages 433-446.

127. The new state of the art in HV Current Transformers [Електронний ресурс] – Режим доступу: [RHM International HV DryShield High Voltage Current Transformers https://www.rhmint.com](https://www.rhmint.com)

128. Trenchcompany [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.trenchgroup.com/en>

129. Zhorniak, L. Adaptable model of OLTC regulating transformer in MATLAB software [Text] / L. Zhorniak, O. Volkova, K. Shapka // Power Engineering and Information Technologies In Technical Objects Control: collection of scientific works / CRC Press / Taylor & Francis Group. – London, UK, 2016. pp.

ДОДАТОК А ПРИКЛАД ВИБОРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ, ШИН ТА ІЗОЛЯТОРІВ

Для схеми (рис. А.1, а) розрахувати струми трифазного короткого замикання на шинах вищої напруги (точка К-1) та на шинах нижчої напруги (точка К-2) та вибрати:

- вимикач SF1 та його роз'єднувач QS1;
- вимикач SF5, і роз'єднувач QS2 в колі відхідної лінії
- тип розподільного пристрою на нижчій напрузі;
- трансформатор струму ТА;
- трансформатор напруги TV;
- з'єднання силового трансформатора з розподільним пристроєм низької напруги.

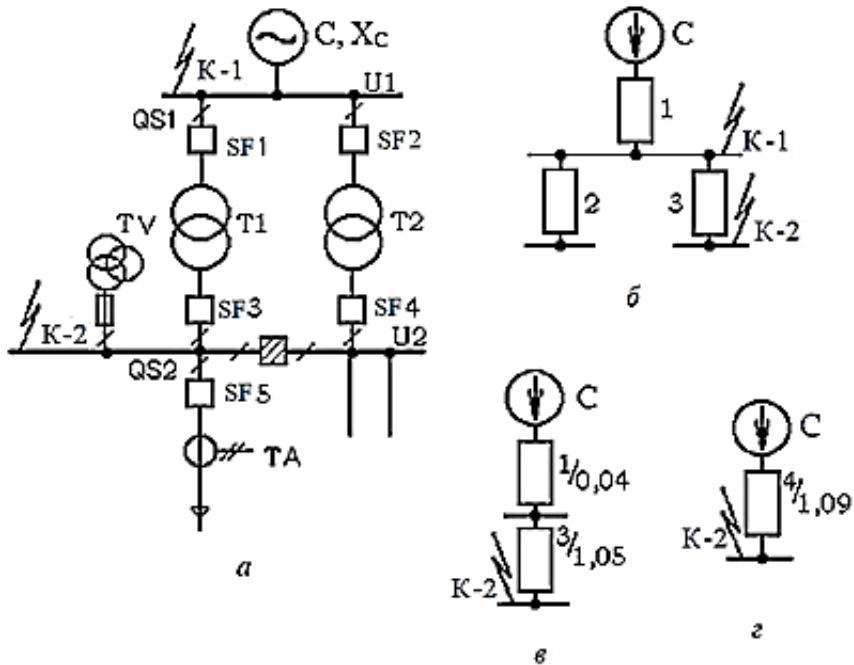


Рисунок А.1 – Електрична схема підстанції (а) та схеми її заміщення (б, в та з)

Вихідні дані для розрахунку є наступними:

- відносний опір системи $X_{*C} = 0,04$ при $S_6 = 100$ МВА;
 $U_1 = 110$ кВ; $U_2 = 10,5$ кВ;
- трансформатори потужністю 1,6 МВА кожний, $U_k = 10,5$ %;
- струм лінії, що відходить $I_{л} = 200$ А;
- кількість ліній на одній секції низької напруги – 3.

Інші вихідні дані вказуються за необхідністю.

Розрахунок струмів короткого замикання. Секційний вимикач на шинах 6...10 кВ понижувальних підстанцій прийнятий нормально відключеним для обмеження струмів короткого замикання та включається автоматично при відключенні одного із трансформаторів, вони працюють окремо. Складається схема заміщення (рис. А.1, б), а для розрахунку беруться значення з таблиці 15.1. Усі індуктивні опори адаптуються до довільно обраної базисної потужності $S_6 = 100$ МВА; $X_1 = X_{*C} = 0,04$.

Розрахунковий опір трансформаторів розраховується як

$$X_2 = X_3 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}},$$
$$X_2 = X_3 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05, \quad (\text{А.1})$$
$$X_4 = X_1 + X_3,$$
$$X_4 = 0,04 + 1,05 = 1,09.$$

Трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ (точка К-1) розраховується наступним чином.

Базисний струм є таким:

$$I_{6.110} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{сп.1}}, \quad (\text{А.2})$$
$$I_{6.110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА.}$$

Оскільки джерелом струму короткого замикання є енергосистема струм короткого замикання у початковий момент часу визначається як

$$I_{п.о} = \frac{I_{6.110}}{X_1}, \quad (A.3)$$

$$I_{п.о} = \frac{0,5}{0,04} = 12,5 \text{ кА},$$

Ударний струм (амплітудне значення) трифазного короткого замикання

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о}, \quad (A.4)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 12,5 = 28,34 \text{ кА},$$

де $k_y = 1,608$ з таблиці 15.2.

Трифазне коротке замикання на шинах 10,5 кВ (точка К-2).
Базовий струм розраховується наступним чином:

$$I_{6.10,5} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.2}}, \quad (A.5)$$

$$I_{6.10,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Струм короткого замикання дорівнює

$$I_{п.о} = \frac{I_{6.10,5}}{X_4}, \quad (A.6)$$

$$I_{п.о} = \frac{5,5}{1,09} = 5,045 \text{ кА}.$$

Амплітудне значення ударного струму розраховується як

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о}, \quad (A.7)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,045 = 12,98 \text{ кА},$$

де $k_y = 1,82$ з таблиці 15.2.

До установки на лінії, що відходить, пропонується вакуумний вимикач ВВЕ-10-20/630УЗ зі струмом відключення $20 I_{відм} = 20 \text{ кА}$. Через те, що $I_{п.т} = I_{п.о} = 5,045 \text{ кА}$ (віддалене коротке замикання) менше струму відключення, то встановлення реактора на лінії, що відходить, не потрібно.

Вибір вимикача SF1 та роз'єднувача QSI у колі вищої напруги силового трансформатора проводиться за наступними формулами.

Розрахункові робочі струми тривалого режиму (передбачається встановлення перспективного трансформатора)

$$I_{норм} = 0,7 \frac{S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{норм} = 0,7 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58,8 \text{ А}, \quad (A.8)$$

$$I_{макс} = 1,4 \frac{S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{макс} = 1,4 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117 \text{ А}.$$

Розрахунковим струмом короткого замикання є струм на шині високої напруги в точці К-1. Вимикачі розподільних пристроїв напругою 35 кВ і більше вибираються зазвичай однотипними для всіх кіл даного розподільного пристрою і перевіряються за найважчих умов короткого замикання. До установки приймаємо вимикач елегазовий типу ВГУ-110-40/3150У1 з власним часом відключення $t_{с.в} = 0,025 \text{ с}$.

Привод до вимикача пневматичний, а розрахункове значення періодичної складової струму короткого замикання $I_{п.τ} = I_{п.о} = 12,5$ кА (віддалене коротке замикання).

Розрахунковий час $τ = t_{з.мін} + t_{с.в} = 0,01 + 0,025 = 0,035$ с.

Аперіодична складова струму короткого замикання для гілки енергосистеми

$$i_{а.τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{τ}{T_a}}, \quad (A.9)$$

$$i_{а.τ} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 3,07 \text{ кА.}$$

Стала часу T_a взята з таблиці 15.2. Завод-виробник гарантує вимикачу аперіодичну складову при струмі, що відключається, для часу $τ$:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} I_{відм},$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46 \text{ кА,}$$

де $\beta_{ном}$ визначається за каталогом на вимикач або за кривою на рисунку 9.28 для $τ = 0,035$ с.

Тепловий імпульс, що виділяється струмом короткого замикання, дорівнює:

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{відм} + T_a), \quad (A.10)$$

$$B_k = 12,5^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 27,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

де $t_{відм} = t_{р.з} + t_{відм.в} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ с;

$t_{р.з}$ – час дії головного захисту трансформатора, що дорівнює 0,1 с;

$t_{\text{відм.в}}$ – поний час відмикання вимикача ВГУ-110-40/3150, що дорівнює 0,055 с.

Усі розрахункові та каталожні дані зводимо в таблицю А.1.

Вибирається за каталогом або довідником [47, 59, 60, 61, 62, 79, 88] роз'єднувач типу РДЗ-1-110/630У1 з приводом ПДН-1.

Таблиця А.1 – Каталожні дані вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГУ-110-40/3150	Роз'єднувач РДЗ-1-110/630
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 117 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{відм}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а.т}} = 3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 25,5 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п.о}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скр}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 28,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скр}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 27,3 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 1450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимикача лінії, що відходить SF5 проводиться за такою послідовністю.

На лінії, що відходить з робочим струмом $I_{\text{л}} = 200 \text{ А}$ приймаємо до встановлення вакуумний вимикач ВВЕ 10-630-20 [5, 6, 12] з

приводом типу ПЕ. Власний час відключення вимикача $t_{\text{вл.відм}} = 0,050$ с.

Тоді розрахунковий час $\tau = t_{\text{з.мін}} + t_{\text{вл.відм}} = 0,01 + 0,050 = 0,060$ с.

Розрахункове значення періодичної складової струму короткого замикання дорівнює

$$I_{\text{п.}\tau} = I_{\text{п.о}} = 5,045 \text{ кА} .$$

Аперіодична складова струму короткого замикання визначається як

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (\text{A.11})$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,045 \cdot e^{-\frac{0,060}{0,05}} = 2,14 \text{ кА} .$$

Стала часу T_a взята з таблиці 15.2. Завод-виробник гарантує вимикачу аперіодичну складову у відключається струмі для часу τ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} I_{\text{відм}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

де $\beta_{\text{ном}}$ визначається за каталогом на вимикач або за кривою рис. 9.28 для $\tau = 0,06$ с.

Тепловий імпульс, що виділяється струмом короткого замикання,

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{відм}} + T_a), \quad (\text{A.12})$$

$$B_{\text{к}} = 5,045^2 \cdot (0,56 + 0,05) = 15,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{\text{відм}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{відм.в}} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ с;

$t_{p.з}$ – час дії головного захисту трансформатора, що дорівнює 0,1 с;

$t_{відм.в}$ – поний час відмикання вимикача ВВЕ-10, що дорівнює 0,055 с [81].

Усі розрахункові та каталожні дані зведені в таблицю А.2.

Розподільний пристрій напругою 10 кВ понижувальної підстанції приймається комплектом із шаф КРУ серії КМ-1. Роз'єднувачам, що втикаються, вбудовані в КРУ, з необхідними параметрами для роботи разом із вимикачем ВВЕ-10. Перевірка роз'єднувачів КРУ не проводиться.

Таблиця А.2 – Каталожні дані вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані
	Вимикач ВВЕ-10-630-20
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 200 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п.т} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{відм} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 2,14 \text{ кА}$	$I_{а.ном} = 20 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{пр.скр} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 13 \text{ кА}$	$i_{пр.скр} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 15,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір трансформатора струму в колі відходячих ліній 10 кВ. В шафі КРУ КМ-1 встановлюється трансформатор струму типу ТЛК-10-200-0,5/Р [61]. Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо за [33, 61]. На лінії 10 кВ встановлюються: амперметр, лічильник активної та реактивної енергії. Схему включення приладів показано на рисунку А.2.

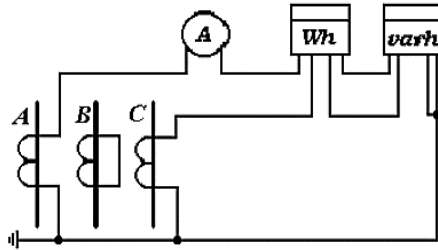


Рисунок А.2 – Електрична схема включення приладів

Порівняння розрахункових та каталожних даних наведено в таблиці А.3. Для перевірки трансформаторів струму за вторинним навантаженням, користуючись схемою включення та каталожними даними приладів [5, 42, 47, 54, 59, 60, 61, 62, 71, 77, 79], визначається навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму (таблиця А.4)

Таблиця А.3 – Каталожні дані трансформатора

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТЛК-10-200-0,5/Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 200 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 12,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 15,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця А.4 – Навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	–	–
Лічильник активної енергії	СА3-И674	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-И689	2,5	–	2,5
Усього		5,5	–	5,0

З таблиці А.4 видно, що найбільше завантаженим є трансформатор струму фази А.

Загальний опір приладів дорівнює

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Вторинне номінальне навантаження трансформатора струму в класі точності 0,5 дорівнює

$$z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Опір контактів при трьох приладах приймаємо $r_{\text{конт.}} = 0,05 \text{ Ом}$, тоді допустимий опір проводів дорівнює

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт.}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для підстанцій з високою напругою 110 кВ приймається кабель з мідними жилами, орієнтовна довжина якого в комірці КРУ 10 кВ $l = 4$ м [6], а через те, що трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, то $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,13} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

За умови механічної міцності приймаємо контрольний кабель ШВВП із мідними жилами перетином $2 \times 2,5 \text{ мм}^2$ ЗЗЦМ [22].

Вибір трансформатора напруги на секції шин 10 кВ. Трансформатор напруги призначений для живлення котушок напруги вимірювальних приладів та для контролю ізоляції в мережах з малими струмами замикання землі. КРУ КМ-1 комплектується трансформаторами напруги ЗНОЛ 09-10 та НОЛ 08-10. Вибираються три $3 \times \text{ЗНОЛ 09-10}$ з напругою $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, потужністю $S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ у класі точності 0,5.

Цей трансформатор напруги має дві вторинні обмотки, одна з яких включена в зірку, і до неї приєднані котушки напруги вимірювальних приладів, інша – з'єднана в розімкнений трикутник і використовується для контролю ізоляції.

Трансформатор напруги встановлюється на кожній секції збірних шин. До нього підключаються вимірювальні прилади всіх приєднань цієї секції.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибирається згідно з ПУЕ [52] або з [33, 61]. На електричній схемі (рисунок А.3) показано місця їх встановлення.

Підрахунок вторинного навантаження наведено у таблиці А.5.

Вторинне навантаження розраховується як

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{55^2 + 116^2} = 128 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

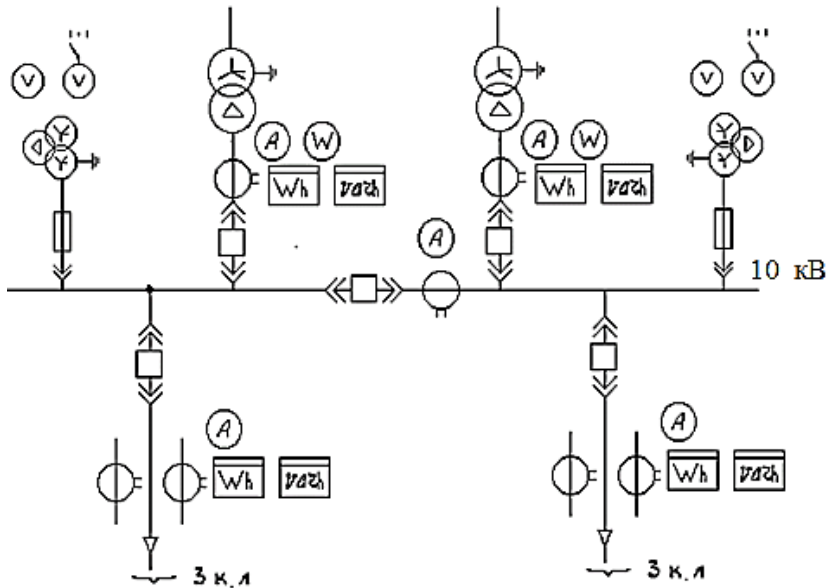


Рисунок А.3 – Електрична схема з переліком необхідних вимірювальних приладів

Три трансформатори напруги ЗНОЛ.09-10, з'єднаних у зірку, мають потужність $3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$, що більше за $S_{2\Sigma}$. Таким чином, трансформатор напруги працюватиме в обраному класі точності 0,5. Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами для спрощення розрахунків приймаємо за умовою механічної міцності контрольний кабель АКРВГ із перерізом алюмінієвих жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор напруги приєднується до збірних шин через запобіжник типу ПКН 001-10У3 (запобіжник кварцовий для трансформатора напруги) та втичний роз'єднувач.

Таблиця А.5 – Перелік необхідних вимірювальних приладів

Прилад		Тип	Потужність одної обмотки	Кількість обмоток	Cos φ	Sin φ	Кількість приладів	Загальна потужність споживання	
								P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр (збірні шини)		Е-335	2	1	1	0	2	4	–
Ватметр	Ввод 10 кВ від транс форма тора	Д-335	1,5 Вт	2	1	0	1	3	–
Лічильник активний		СА3- И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивний		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник активний	Лінії 10 кВ	СА3- И674	3 Вт	2	0,38	0,925	3	18	43,5
Лічильник реактивний		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	3	18	43,5
Усього								55	116

Вибір з'єднання силового трансформатора з КРУ-10 кВ може здійснюватися гнучким підвісним струмопроводом, шинним мостом або закритим комплектним струмопроводом.

Визначаються розрахункові струми тривалих режимів (передбачається встановлення перспективного трансформатора):

$$\begin{aligned}
 I_{\text{норм}} &\cong I_{\text{ном.т}} = 0,7 \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \\
 I_{\text{норм}} &= 0,7 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615 \text{ А}, \\
 I_{\text{макс}} &= 1,4 \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \\
 I_{\text{макс}} &= 1,4 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231 \text{ А}.
 \end{aligned}
 \tag{A.13}$$

Вибирається переріз алюмінієвих шин за допустимим струмом, оскільки шинний міст, що з'єднує трансформатор з КРУ, має невелику довжину і знаходиться в межах підстанції. Приймаються однополосні шини $80 \times 8 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}$ [3, 6].

За умови нагрівання в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\text{макс}} = 1231 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}.$$

Перевіряються шини на термічну стійкість

$$q = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{15,5 \cdot 10^6}}{91} = 43,3 \text{ мм}^2,$$

де $B_{\text{к}}$ – тепловий імпульс, розрахований впродовж вибору вимикача SF5;

C – функція, значення якої для алюмінієвих шин дорівнює

$$91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Перевіряються шини на механічну міцність.

Визначається відстань l за умови, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

звідси

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Відповідно до таблиці 15.3 [4], якщо шини розташовані горизонтально, то розраховується

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34,1 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{34,1}{6,4}} \approx 2 \text{ м}^2,$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,42 \text{ м}.$$

Приймається розташування шин горизонтальне з відстанню довжиною 1,2 м, відстанню між фазами $a = 0,8$ м.

Визначається напруга у матеріалі шин від взаємодії фаз

$$\sigma_{\text{розр.ф}} = \frac{F_{\text{розр}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W},$$

$$\sigma_{\text{розр.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12,98^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 8,5} = 0,62 \text{ МПа},$$

де

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5 \text{ см}^3,$$

що менше $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ МПа}$. Отже, шини є механічно міцними.

Вибір ізоляторів. Вибираються опорні ізолятори зовнішньої установки типу ИО-10-375-1УЗ на $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $F_{\text{руйн}} = 5000 \text{ Н}$.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a},$$

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 12,98^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 43,77 \text{ Н,}$$

$$F_{\text{розр}} = 43,77 \text{ Н} < 3000 \text{ Н.}$$

Ізолятори проходять за механічною міцністю.

Навчальне видання

АФАНАСЬЄВ Олексій Іванович
ЖОРНЯК Людмила Борисівна
НЕМИКІНА Ольга Володимирівна
ЩУСЬ Віталій Миколайович

**ЕЛЕКТРОПАРАТНЕОБЛАДНАННЯ
СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕНЕРГОЄМНИХ ВИРОБНИЦТВ**

Навчальний посібник

Комп'ютерний набір, переклад: *Жорняк Л.Б.*
Верстання: *Дяченко О.О.*

Підписано до друку 19.09.2023. Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 25,11.
Тираж 100 прим. Зам. № 692

Національний університет «Запорізька політехніка»
Україна, 69063, м. Запоріжжя, вул. Жуковського, 64
Тел.: (061) 769–82–96, 220–12–14

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6952 від 22.10.2019.