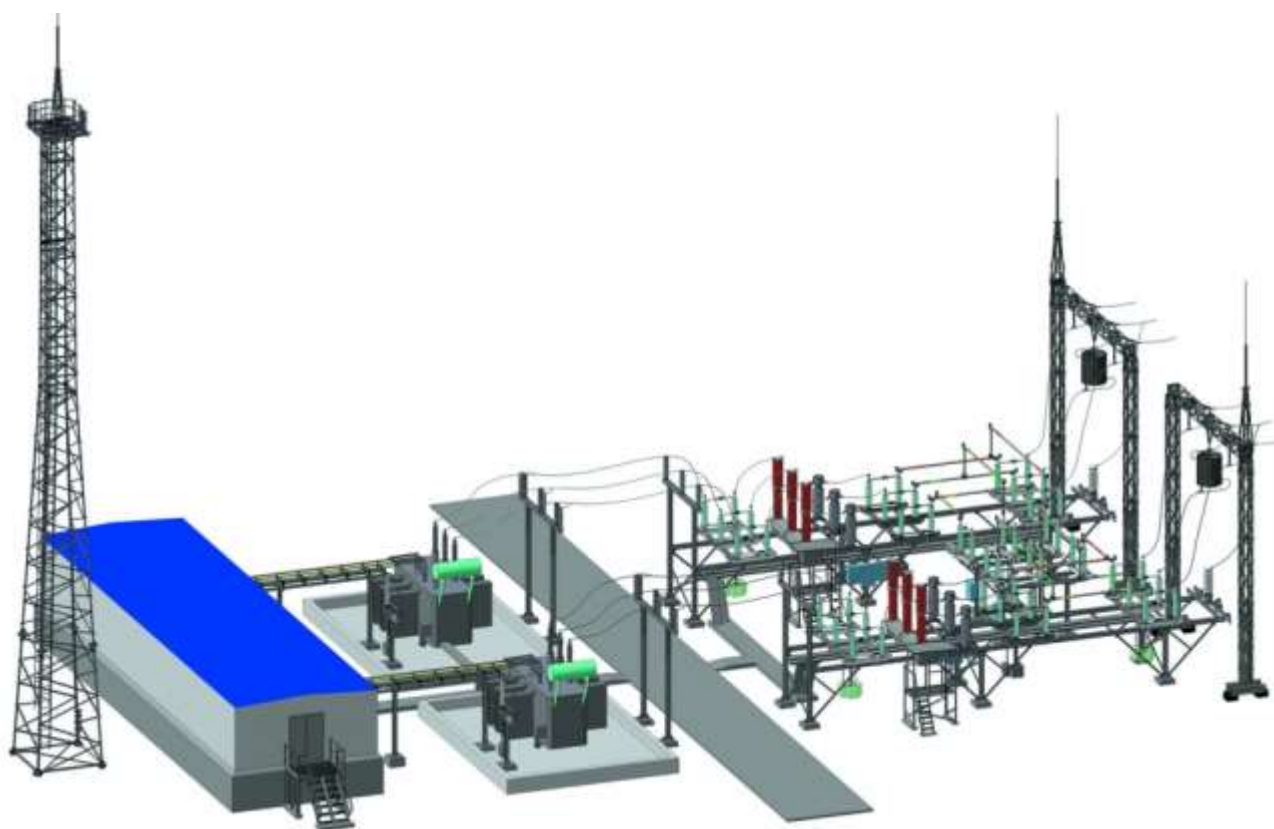


А.О.ОМЕЛЬЧУК

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ



КИЇВ 2017

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БЮРЕСУРСІВ І
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ОМЕЛЬЧУК АНАТОЛІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

Рекомендовано Вченою радою НУБіП України як навчальний посібник для
підготовки фахівців ОС «Бакалавр» і «Магістр» спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» у вищих навчальних
зкладах III - IV рівнів акредитації.

КИЇВ 2017

УДК 621.311.42
ББК 31.279-082-69
О57

Автор: А.О.Омельчук

Рецензенти:

С.П.Денисюк, доктор технічних наук, директор Інституту енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут ім.І Сікорського»

С.М.Балюта, доктор технічних наук, завідувач кафедри електропостачання і енергоменеджменту Національного університету харчових технологій

А.В.Жильцов, доктор технічних наук, завідувач кафедри електричних машин і експлуатації електрообладнання Національного університету біоресурсів і природокористування України

Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

ISBN 978-966-929-611-5

Рекомендовано Вченою радою Національного університету біоресурсів і природокористування України як навчальний посібник для підготовки фахівців ОС «Бакалавр» і «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» у вищих навчальних закладах III - IV рівнів акредитації (протокол № 4 від 22 листопада 2017 р.).

Приведені елементи теорії, необхідні для розуміння роботи електричних апаратів, їх конструкцій, принципи побудови схем електричної частини станцій і підстанцій, системи управління, вимірювання і контролю на електростанціях і підстанціях, методи розв'язання задач проектування і експлуатації електричної частини станцій і підстанцій.

Для студентів з енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів III-IV рівнів акредитації, а також для інженерно-технічних працівників енергетичних компаній та енергетиків підприємств.

ISBN 978-966-929-611-5

©НУБіП України, 2017

© Омельчук А.О.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень.....	7
Передмова.....	9
Вступ.....	11
Розділ 1. Основні типи електростанцій, їх роль в енергосистемах.....	17
Розділ 2. Комутаційне обладнання підстанцій.....	35
2.1. Роз'єднувачі.....	35
2.2. Оливові вимикачі для розподільчих пристроїв 10 кВ.....	40
2.3. Вакуумні вимикачі для розподільчих пристроїв 10 кВ.....	46
2.4. Плавкі запобіжники.....	54
2.5. Вимикачі навантаження та їх приводи	61
2.6. Елегазові вимикачі високої напруги та їх приводи	68
2.7. Повітряні вимикачі.....	86
2.8. Електромагнітні вимикачі.....	88
2.9. Швидкодіючі вакуумні комутаційні апарати з керованою комутацією на основі вакуумних розрядників.....	89
2.10. Основні параметри, якими характеризуються вимикачі.....	91
Розділ 3. Вибір високовольтних комутаційних апаратів.....	94
3.1. Визначення робочих струмів нормального і максимального режимів роботи систем електропостачання	94
3.2. Умови вибору високовольтних комутаційних апаратів.....	103
3.3. Розрахунок теплового імпульсу	108
3.3.1. Розрахунок теплового імпульсу для однопроменевої схеми а джерелом "система".....	109
3.3.2. Розрахунок теплового імпульсу для двопроменевої схеми з джерелами „система” та „генератор”.....	110
3.4. Визначення місця к.з. на схемах електропостачання для розрахунку струмів к.з.....	112
3.5. Алгоритм вибору комутаційних апаратів	113

Розділ 4. Силові трансформатори і автотрансформатори.....	123
4.1. Номінальні параметри трансформаторів	124
4.2. Схеми і групи з'єднання обмоток.....	126
4.3. Елементи конструкції трансформаторів	127
4.4. Системи охолодження силових трансформаторів.....	128
4.5. Навантажувальна здатність силових трансформаторів.....	132
4.6. Тепловий розрахунок трансформаторів.....	135
4.7. Особливості автотрансформаторів.....	136
4.8. Регулювання напруги трансформаторів.....	141
4.9. Трансформатори з розщепленими обмотками НН (ТРО).....	143
4.10. Будова та елементи конструкції силових трансформаторів і АТ.....	145
4.10.1. Особливості конструкції масляних трансформаторів класу 110 кВ.....	147
4.10.2. Бак трансформатора.....	148
4.10.3. Допустима температура частин трансформатора.....	150
4.10.4. Допустимі перевантаження і перевищення напруги силових трансформаторів.....	152
4.10.5. Трансформаторні вводи.....	153
4.10.6. Обмотки трансформаторів.....	159
Розділ 5. Вибір силових трансформаторів і автотрансформаторів у схемах підстанцій.....	162
5.1. Вибір трансформаторів з урахуванням їх допустимих перевантажень..	162
5.2. Втрати потужності та енергії у трансформаторах.....	171
5.2.1. Втрати електроенергії в триобмотковому трансформаторі.....	172
5.2.2. Втрати електроенергії у двохобмотковому трансформаторі.....	173
5.2.3. Визначення втрат електроенергії для трансформаторів, що працюють паралельно.....	175
5.3. Вибір автотрансформаторів.....	181
5.4. Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів.....	195
Розділ 6. Генератори електричних станцій.....	197

6.1. Конструктивні особливості та схеми охолодження турбо- та гідрогенераторів.....	197
6.2. Системи збудження генераторів.....	209
6.3. Автоматичне гасіння поля (АГП) та автоматичне регулювання збудження.....	216
6.4. Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею.....	221
Розділ 7. Обмеження струмів короткого замикання.....	222
7.1. Способи обмеження струмів короткого замикання.....	222
7.2. Режими роботи здвоєних реакторів та їх результуючі опори.....	231
7.3. Вибір струмообмежувальних реакторів.....	240
Розділ 8. Вибір перерізу провідників у розподільних пристроях.....	262
8.1. Вибір перерізу провідників за робочими режимами.....	262
8.2. Перевірка вибраного перерізу провідників на термічну стійкість до струмів к.з.....	275
8.3. Перевірка провідників на електродинамічну стійкість струмам к.з.....	285
8.3.1. Перевірка жорстких шинних конструкцій на електродинамічну стійкість до струмів к.з.....	286
8.3.2. Перевірка гнучких шин і струмпроводів на електродинамічну стійкість до струмів к.з.....	304
8.4. Перевірка провідників за умовами корони.....	309
Розділ 9. Електричні схеми станцій та підстанцій.....	312
9.1. Електричні схеми розподільних установок.....	312
9.2. Електричні схеми підстанцій.....	325
9.3. Шини і шинопроводи розподільних пристроїв.....	330
Розділ 10. Вимірювальні трансформатори струму та напруги.....	352
10.1. Загальна характеристика.....	352
10.2. Будова та елементи конструкції трансформаторів струму.....	357
10.3. Будова та елементи конструкції трансформаторів напруг.....	362
10.4. Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги.....	366
Розділ 11. Керування трансформаторними підстанціями.....	386

11.1. Принципи керування електроустановками.....	386
11.2. Дистанційне керування комутаційними апаратами.....	387
11.3. Блокування роз'єднувачів.....	394
11.4. Контроль, вимірювання і сигналізація на трансформаторних підстанціях.....	398
11.5. Джерела живлення допоміжних кіл.....	401
Розділ 12. Регулювання напруги на підстанціях.....	407
12.1. Способи регулювання напруги в розподільній мережі.....	407
12.2. Трансформаторні пристрої типу перемикач без збудження (ПБЗ).....	415
12.3. Трансформаторні пристрої РПН.....	421
12.4. Приводи пристроїв РПН силових трансформаторів.....	429
12.5. Алгоритм регулювання напруги в розподільній мережі.....	433
12.6. Мікропроцесорний пристрій регулювання напруги.....	439
Розділ 13. Перенапруги в електроустановках та захист від них.....	451
13.1 Захист трансформаторних підстанцій від перенапруг.....	451
13.2 Блискавкозахист підстанцій.....	462
Список літератури.....	476

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕС	-	електрична станція;
КЕС	-	конденсаційна електрична станція;
ТЕС	-	теплова електрична станція;
ТЕЦ	-	теплова електроцентрально;
АЕС	-	атомна електростанція;
ГТУ	-	газотурбінна установка (електростанція);
ГЕС	-	гідроелектростанція;
ГАЕС	-	гідроакумуюча електростанція ;
РЕМ	-	район електричних мереж;
ПС	-	трансформаторна підстанція;
АТ	-	автотрансформатор;
ТРО	-	трансформатор з розщепленими обмотками;
РТП	-	районна трансформаторна підстанція 110...35/10 кВ;
РП	-	розподільний пристрій;
ВН	-	вища напруга;
НН	-	нижча напруга;
ПУЕ	-	правила улаштування електроустановок;
ТП	-	споживча трансформаторна підстанція напругою 10/0,4 кВ;
ТС	-	трансформатор струму;
ТН	-	трансформатор напруги;
ЕРС	-	електрорушійна сила;
ЗТП	-	трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ закритого типу;
к.з.	-	коротке замикання;
н.х.	-	неробочий хід;
АПВ	-	автоматичне повторне вмикання;
АВР	-	автоматичне вмикання резерву;
РПН	-	регулятор напруги під навантаженням;
ПБЗ	-	перемикач без збудження;

ЛЕП	- лінія електропередачі;
ПЛ	- повітряна лінія;
КЛ	- кабельна лінія;
ПКЛ	- повітряно-кабельна лінія;
АБ	- акумуляторна батарея.

ПЕРЕДМОВА

До головних елементів електричної частини станцій, що забезпечують виробництво і передачу електричної енергії споживачам, відносяться генератори, трансформатори, кабелі і лінії. Проте традиційно основним змістом курсу «Електрична частина станцій і підстанцій» є розподільні пристрої і їх схеми, а також електричні апарати, призначені для управління цими елементами і для їх захисту. Генератори і трансформатори розглядаються в даному курсі лише з точки зору їх впливу на конструкцію розподільних пристроїв і головну схему станції (підстанції). Теорія електричних машин, їх розрахунок, конструкції і режими викладаються в спеціальних курсах, які передують курсу «Електрична частина станцій».

В ПУЕ [1] розподільний пристрій визначається як «...електроустановка, призначена для прийому і розподілу електричної енергії і що містить комутаційні апарати, пристрої захисту і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і сполучні шини, а також допоміжні пристрої...».

Таким чином, до елементів розподільного пристрою відносяться шини (сполучні, збірні, обхідні); вимикачі (приєднання, міжшинні, секційні, обхідні); роз'єднувачі (ремонтні, оперативні, заземлюючі, обхідні, секційні); вимірювальні трансформатори (струму і напруги); прилади захисту і автоматики. При цьому слід підкреслити, що прилади захисту і автоматики тут розглядаються лише з точки зору побудови схем вторинних з'єднань і компоновки щитів управління. Детальні відомості про релейний захист і автоматику даються в спеціальних курсах, що читаються зазвичай паралельно з курсом «Електрична частина станцій і підстанцій».

Окремим розділом в навчальному посібнику розглядаються провідники та електричні апарати розподільчих пристроїв підстанцій, їх вибір, наведено теорія гасіння дуги і принципів дії комутаційних апаратів, а також опис сучасних типів вимикачів високої напруги і перспективи їх розвитку.

Наводяться відомості про схеми розподільних пристроїв відкритого і закритого типу і загальні міркування про принципи їх компоновки з врахуванням всього складного комплексу станційних споруд.

Окремо розглядаються питання обмеження струмів короткого замикання та регулювання напруги на трансформаторних підстанціях як актуальні прикладні проблеми в сучасних розподільчих мережах.

Значна увага приділена теорії вибору силових трансформаторів, струмових привідників (кабелів і шин) та комутаційних апаратів розподільчих пристроїв підстанцій.

Велика увага приділена розв'язанню прикладних задач по представлених розділах, що допоможе більш ґрунтовно засвоїти викладений в навчальному посібнику матеріал.

Підручник призначений для спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Автор висловлює вдячність всім членам кафедри електропостачання імені проф.В.М.Синькова ННІ енергетики, автоматики та енергозбереження Національного університету біоресурсів і природокористування України.

Однією із цілей навчального посібника є надання допомоги студентам, магістрам та інженерним працівникам, викладачам електротехнічних закладів у засвоєнні та поширенні знань щодо електричних станцій і підстанцій в системах електропостачання.

Навчальний посібник підготовлено з використанням матеріалів, включених до списку літератури.

Автор висловлює подяку рецензентам С.П.Денисюку, С.М.Балюті та А.В.Жильцову за корисні поради, котрі були враховані при доопрацюванні книги.

ВСТУП

Електроенергія займає особливе місце в промисловості будь-якої країни, це пояснюється такими її перевагами перед енергією інших видів, як відносна легкість передачі на великі відстані і розподіли між споживачами, а також перетворення в інші види енергії (механічну, теплову, хімічну, світлову і ін.). Відмітною особливістю електроенергії є одночасність її генерування і вжитку.

Основна частина електроенергії виробляється потужними електростанціями, які об'єднані між собою і із споживачами високовольтними лініями електропередачі (ЛЕП) і утворюють електричні системи.

Електрична станція - це сукупність установок, устаткування і апаратури, використовуваних безпосередньо для виробництва електричної енергії, а також необхідні для цієї споруди і будівлі, розташовані на певній території.

В даний час значно розширилася номенклатура технічних засобів електроенергетики, з'явилися нові нормативні документи і рекомендації по розрахунках, виборі устаткування, апаратів, систем управління і електричних схем, що необхідно відображати в літературі з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій». До основних, найбільш часто вживаним термінам і визначенням відносяться наступні.

Підстанція (ПС) електрична - електроустановка, призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії, складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв управління, розподільних і допоміжних пристроїв. Підстанції з трансформаторами, що перетворюють електричну енергію лише по напрузі, називаються *трансформаторними*; а що перетворюють електроенергію по напрузі і іншим параметрам (зміна частоти, випрямлення струму) - *перетворювальними*.

На ПС можуть встановлюватися два і більш, як правило, трифазних трансформатора. Установка більше двох трансформаторів приймається на основі техніко-економічних розрахунків, а також у випадках, коли на ПС застосовується дві середніх напруги. За відсутності трифазного трансформатора

необхідної потужності, а також при транспортних обмеженнях можливе вживання групи однофазних трансформаторів. Підстанція, як правило, складається з декількох РП різних рівнів напруги, сполучених між собою трансформаторним (автотрансформаторною) зв'язком;

Комплектна трансформаторна ПС (КТП) - ПС, що складається з трансформаторів, блоків (КРП і КРПЗ) і інших елементів, що поставляються в зібраному або повністю підготовленому на заводі до збірки вигляді. У КТП вся високовольтна і низьковольтна апаратура вмонтовується на заводі, і підстанція на об'єкт поступає в готовому вигляді, тобто в комплекті. Комплектні трансформаторні підстанції *внутрішньої* (КТП) і *зовнішньої* (КТПЗ) установок випускають з одним або двома трансформаторами потужністю від 250 до 2 500 кВА (у КТП) і до 1000 кВА (у КТПЗ) при напрузі 6-10 кВ; від 630 до 16 000 кВА (у КТПЗ) при напрузі 35 кВ. Ці ПС комплектуються захисною комутаційною апаратурою, приладами вимірів, сигналізації і обліку електроенергії і складаються з блоку введення високої напруги, силового трансформатора і РП 0,4 кВ.

КТП бувають тупикового і прохідного типів, а також різних модифікацій, у тому числі: *кіоскового*, *шафового* і інших типів. КТП тупикового типа використовуються для електропостачання населених пунктів і сільськогосподарських споживачів. КТП кіоскового типу (блокові) застосовуються як тупикових ТП потужністю 250 кВА і вище з обслуговуванням устаткування із землі. Такі ПС зручні і безпечні в обслуговуванні;

Щоглова трансформаторна ПС (МТП) - відкрита трансформаторна ПС, все устаткування якої встановлене на конструкції (у тому числі на двох і більш стійках опори ПЛ) з майданчиком обслуговування на висоті, що не вимагає обгороджування ПС. МТП споруджують на А-, П- або АП-подібних або одностійкових конструкціях, що виготовляються із залізобетонних або дерев'яних стійок. На *А-подібній конструкції* вмонтовується все устаткування ПС: роз'єднувач, запобіжники, розрядники, однофазний трансформатор

потужністю більше 10 кВА і розподільний щит 0,23- 0,4 кВ. Підстанція не має майданчика обслуговування і сходів.

Розподільний пункт (РП) - РП 6-750 кВ з апаратурою для управління його роботою, що не входить до складу ПС.

Система збірних шин - пристрій, що є системою провідників, складається з шин, встановлених на опорах з ізоляційного матеріалу, проходящих в каналах, коробах або подібних оболонках.

Секція (системи збірних шин) - частина системи збірних шин, відокремлена від іншої її частини комутаційним апаратом.

Струмопровід - пристрій, виконаний у вигляді шин або дротів з ізоляторами і підтримуючими конструкціями, призначений для передачі і розподілу електричної енергії в межах електростанції, ПС або цеху.

Комірка (ПС, РП) - частина ПС (РП), що містить всю або частина комутаційною і (або) іншої апаратури одного приєднання.

Розподільний пристрій (РП) - електроустановка для прийому і розподілу електричної енергії на одній напрузі, що містить комутаційні апарати і що сполучають їх збірні шини (секції шин), пристрої управління і захисту. Як РП 6-10 кВ використовується збірка високої напруги з однополюсними роз'єднувачами і вертикальним розташуванням фаз одного приєднання і одна камера КСО з вимикачем навантаження і запобіжниками для підключення трансформатора. Для РП 0,4 кВ застосовуються збірки низької напруги із запобіжниками і вертикальним розташуванням фаз одного приєднання.

На ПС застосовуються відкриті (ВРП), закриті (ЗРП) або комплектні (КРП) розподільні пристрої.

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) - це електричний розподільний пристрій, устаткування якого розташоване на відкритому повітрі.

Закритий розподільний пристрій (ЗРП) - це електричний пристрій, устаткування якого розташоване в приміщенні. Закриті ПС і РП можуть розташовуватися як в будівлях, що окремо стоять, так і бути *вбудованими* або *прибудованими*.

У загальному випадку ПС і РП є складовою частиною електроустановок, які розрізняються:

за призначенням - генеруючі, перетворювально-розподільчі і споживчі. Генеруючі електроустановки служать для вироблення електроенергії, перетворювально-розподільчі електроустановки перетворюють електроенергію в зручний для передачі і споживання вигляд, передають її і розподіляють між споживачами;

по роду струму - постійного або змінного струму;

по напрузі - до 1000 В або вище 1000 В. Шкала номінальної напруги обмежена порівняно невеликим числом стандартних значень, завдяки чому виготовляється невелике число типоразмерів машин і устаткування, а електромережі виконуються економічнішими. У установках трифазного струму номінальною напругою прийнято вважати напругу між фазами (міжфазова напруга). Згідно ГОСТ 29322-2005 встановлена наступна шкала номінальної напруги:

- для електромереж змінного струму частотою 50 Гц міжфазова напруга має бути: 12, 24, 36, 42, 127, 220, 380 В; 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ;

- для електромереж постійного струму: 12, 24, 36, 48, 60, 110, 220, 440, 660, 825, 3000 В і вище.

За способом приєднання до електромережі ПС розділяються на тупикові (блокові), відгалужувальні (блокові), прохідні (транзитні) і вузлові. *Тупикові* ПС отримують живлення по одній або двох тупиковим ПЛ. *Відгалужувальні* ПС приєднуються відгалуженням до одній або двох проходящим ВЛ з однобічним або двостороннім живленням. *Прохідні* ПС включаються в розтин однієї або двох прохідних ПЛ з однобічним або двостороннім живленням. *Вузлові* ПС окрім живлячих, мають радіальні відхідні, або транзитні ПЛ.

За *способом управління* ПС можуть бути: лише з телесигналізацією; телекерованими з телесигналізацією; з телесигналізацією і управлінням з пункту загально-підстанційного управління (ОПУ).

Підстанції оперативно обслуговуються постійним черговим персоналом на щиті управління, черговими вдома або оперативно-виїзними бригадами (ОВБ). Ремонт ПС здійснюється спеціалізованими виїзними бригадами централізованого ремонту або місцевим персоналом підстанції.

В РП напругою до 1000 В дроти, шини, апарати, прилади і конструкції вибирають як за нормальними умовами роботи (напрузі і струму), так і по термічних і динамічних діях струмів к.з. або гранично допустимій потужності, що відключається.

В РП і ПС напругою вище 1000 В відстані між електроустаткуванням, апаратами, струмопровідними частинами, ізоляторами, обгороджуваннями і конструкціями встановлюються так, щоб при нормальному режимі роботи електроустановки виникаючі фізичні явища (температура нагріву, електрична дуга, викид газів, іскріння і ін.) не могли привести до пошкодження устаткування і к.з.

У мережах напругою 6-10 кВ широко використовуються *розподільні пункти* (РП), що є електричне РП, що не входить до складу ПС, і призначене для розподілу електричної енергії всередині розподільної мережі. РП є розділеними на секції збірними шинами, певною кількістю комірок (приєднань) і коридором управління. Комірки служать для розміщення в них комутаційної і захисної апаратури: вимикачів, трансформаторів струму (ТС) і трансформаторів напруги (ТН), роз'єднувачів, запобіжників, приладів захисту.

Коридор управління РП є приміщенням, в якому встановлені приводи вимикачів і раз'єдинителів; *коридором обслуговування* називається коридор уздовж камер або шаф КРП, призначений для обслуговування апаратів і шин.

Шинопровід - це струмопровідні елементи, розташовані в металевій оболонці, службовці для з'єднання головних кіл складових частин КТП відповідно до електричної схеми з'єднання і конструктивного виконання КТП.

РП 6-10 кВ мають в РП дві секції, що живляться по одиночним або здвоєним перетином КЛ від 185 до 240 мм² від різних секцій РП 6-10 кВ одного (від ПС 35-110 кВ) або від різних центрів живлення. На секційному вимикачі в

РП передбачається пристрій двостороннього автоматичного включення резерву (АВР), яке виконується на стороні 0,4 кВ на контакторах з номінальним струмом від 600 до 1000 А. По місцю свого розташування пристрою АВР можуть бути *місцевими* (в межах однієї ПС, наприклад, АВР на секційному вимикачі), або поблизу неї, або *мережевими* (у різних точках мережі), забезпечуючими при своєму спрацюванні відновлення живлення ділянок мережі поряд з ПС.

Розподільна трансформаторна підстанція (РТП) - це електроустановка, в якій поєднані РП і ТП. У РТП можуть розміщуватися трансформатори одиничною потужністю до 1000 кВА включно, РП 6-10 кВ з певною кількістю вічок і комплектний розподільний щит 0,4 кВ. Тому РТП дозволяє здійснити розподіл електроенергії не лише на напрузі 0,4 кВ, як звичайна ТП, але і на напрузі 6-10 кВ, як в РП. Таким чином, РТП на відміну від РП служить не лише для прийому і розподілу електроенергії, але і для її трансформації. Як правило, від РТП здійснюється електроживлення декілька ТП. РТП доцільно використовувати для електропостачання міст і крупних сільськогосподарських комплексів (тваринницькі ферми, птахофабрики і т. п.). РТП виконуються, як правило, закритого типу.

Центр живлення (ЦП) - це РП генераторної напруги електростанцій або РУ вторинної напруги понизительной енергосистеми ПС, до яких приєднані розподільні мережі даного району (ГОСТ 13109-97). Це головним чином підстанції 35-220 кВ енергосистем, від яких отримують живлення розподільні мережі 6-10 кВ. Від ЦП в розподільну мережу електроенергія передається безпосередньо на шини ТП або через шини РП.

Сукупність вказаного вище електроустаткування разом із спорудами і приміщеннями, в яких вони встановлені, визначається загальним терміном - електроустановка. *Електроустановка* - це будь-яке поєднання взаємозв'язаного електроустаткування в межах даного простору або приміщення.

Розділ 1. ОСНОВНІ ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ РОЛЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Людина в своїй діяльності використовує різні види енергії, про те найбільш поширена, це електрична енергія, котра виробляється на електричних станціях (ЕС) за рахунок перетворення теплової, механічної або хімічної енергії природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, природного газу, гірських сланців, торфу) і води.

Також для виробництва електричної енергії використовується енергія вітру, тепло земних надр, морські приливи і сонячне випромінювання. Проте електростанції, що використовують нетрадиційні джерела енергії мають поки що невелику потужність, але в Україні цей напрям енерговикористання набув розвитку.

На ЕС енергія природних джерел перетворюється в механічну енергію, яка в свою чергу за рахунок генераторів перетворюється на електричну.

Електрична станція – це електрична споруда, на якій енергія природних джерел перетворюється в електричну.

Залежно від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розділяють: теплові, атомні та гідравлічні станції.

Найбільш поширені теплові ЕС встановлена потужність близько 65%, гідроелектростанції потужність 10% і атомні електростанції потужність 25% від загальної потужності електростанції.

Найбільшими ТЕС в Україні Запорізька, потужністю 3600 ($3 \times 800 + 4 \times 300$) МВт, Вуглегірська - 3600 ($3 \times 800 + 4 \times 300$) МВт, Криворізька – 3000 (10×300) МВт, Бурштинська – 2400 (12×200), Курахівська – 1400 МВт (7×200), Зуївська – 1200 (4×300) МВт, Зміївська – 2400 ($6 \times 200 + 4 \times 300$) МВт та ін. В м.Києві найбільш потужні ТЕЦ-5 700 МВт ($2 \times 250 + 2 \times 100$) ТЕЦ-6 500 МВт (2×250).

В Україні працює 8 великих і 25 середніх ГЕС: Дніпрогес (ГЕС-1 і ГЕС-2) потужністю 1548 МВт, Кременчуцька ГЕС - 682,8 МВт, Київська ГЕС – 440 МВт, Канівська ГЕС – 528 МВт, Дністровська ГЕС-1 – 40,8 МВт і ГЕС-2 – 702

МВт, Середньодніпровська ГЕС – 387 МВт, Каховська ГЕС – 334,8 МВт, гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) - це Київська ГАЕС потужністю 235,5 МВт (3 турбіни по 41,5МВт і 3×37,0 МВт), Дністровськ ГАЕС проектною потужністю 2268 МВт, Ташлицька ГАЕС на р.Південний Буг - 906 МВт, ведеться будівництво Каневської ГАЕС - 1000 МВт (проектною потужністю 3600 МВт), Київська ГЕС - 361,2 МВт.

В Україні діють такі АЕС: Запорізька встановлена потужність 6000 МВт, тобто 6 енергоблоків по 1000 МВт кожний; Південно-Українська (3000; 3×1000); Рівненська (1818- 1×1000; 1×416; 1×402); Хмельницька (1000; 1×1000).

Теплові електростанції.

Залежно від первинного двигуна теплові ЕС називають: паротурбінними, паромашинними, дизельними і газотурбінними.

Паротурбінні ЕС належать до потужних сучасних станцій, на яких парова турбіна з'єднана безпосередньо з генератором в енергетичний агрегат, що називається турбогенератором.

Основними елементами паротурбінної електростанції є:

- котельні агрегати;
- турбінні агрегати: парова турбіна і синхронний турбогенератор.

Паротурбінні електростанції працюють на твердому, рідкому або газовому паливі. Найширше використовують тверде паливо: буре вугілля, антрацитний штиб, горючі сланці, торф тощо. Тверде паливо спалюється в топках котлів шматками (шарове спалювання) або в пилоподібному стані (камерне спалювання).

Зростаючий видобуток газу дозволяє застосовувати його на станціях будь-якої потужності. Станції на газовому паливі економічніші, на них менше чисельність персоналу, вище к.к.д. котлоагрегатів і на 4-5% нижче собівартість енергії, а також менше терміни будівництва і окупності, що в умовах міст ці станції дають значні переваги.

Вживання в якості рідкого палива мазуту дає аналогічні переваги, але з великими витратами.

Паротурбінні конденсаційні станції.

КЕС оснащуються паротурбінними агрегатами високих параметрів одиничною потужністю 50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 800, 1200 МВт.

КЕС припадає на частку до 60% вироблення електроенергії. На станції може бути встановлені до 12 агрегатів, які, як правило, виконуються за блоковою схемою (котел-турбогенератор-трансформатор) без поперечних зв'язків.

Перевагами КЕС є висока надійність, низька собівартість електроенергії. До недоліків можна віднести відносно високу вартість устаткування, значні витрати на пуско-зупиночні операції і, внаслідок цього, скрутність глибокого регулювання потужності.

На рис.1.1 представлена принципова технологічна схема енергоблоку паротурбінної КЕС, що працює на вугіллі.

Із складу вугілля кускове ВК поступає в дробарку Д, а роздроблене вугілля ВД - в млини М. Внаслідок високої енергоємності млини працюють періодично, тому перед ними розташовується вугільний бункер ВБ, а за ними - пиловий бункер ПБ. Вугільний пил ВП живильниками пилу ЖП подається до пальників і через них вдувається в котел К гарячим повітрям ПГ.

Холодне повітря забирається з атмосфери дуттьовими вентиляторами ДВ і проходить через повітренагрівачі ПН, де підігрівається димовими газами ДГ, що відходять з котла. Гаряче повітря подається в котел через живильні канали пилу. Він використовується для підсушування вугільного пилу, її транспортування і підвищення ефективності згорання в котлі. Димові гази відсосуються з котла димососами ДС і через димар викидається в атмосферу. Тепло газів, що відходять, з котла використовуються також в економайзері Е для підігрівання живильної води ЖВ.

З котла перегріта пара ПП поступає в парову турбіну Т, де проходить ряд рівнів, обертаючи вал турбіни і генератора Г. Повністю відпрацьована в турбіні пара ОП поступає в конденсатор К, де конденсується за рахунок охолодження циркуляційною водою, яка подається циркуляційними

насосами ЦН з водоймища. За відсутності природного водоймища вода використовується по замкнутому циклу з охолодженням в градирні. Повітря, що потрапляє в конденсатор з парою, видаляється ежектором Е.

Конденсат К перекачується конденсатними насосами КН в деаератор Д, де звільняється від розчинених газів (особливо кисню повітря, що викликає корозію труб котла). У деаераторі живильна вода ЖВ підігрівается паром до температури виділення газів.

Нагрів здійснюється паром ПО, відібраною з проміжних рівнів турбіни. Звільнений від газів конденсат вже у вигляді живильної води ЖВ за допомогою живильних насосів ЖН через водопідігрівачі ВП і економайзер Е подається в котел. Для нагріву у водопідігрівачі використовується також пара відбору, а конденсат його відводиться в деаератор.

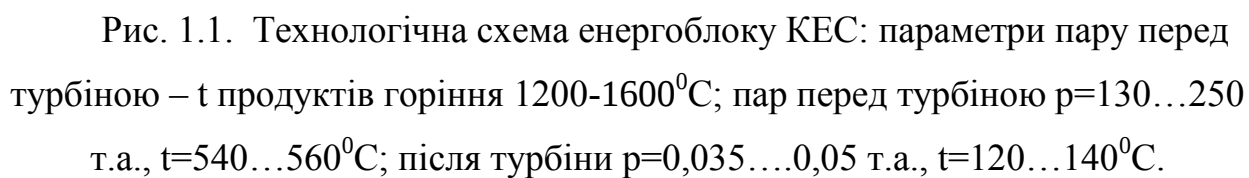
Для заповнення втрат живильної води через деаератор поступає додаткова вода ДВ, хімічно очищена в установці У.

Конденсаційні парові турбіни мають декілька відборів для підігрівання живильної води. Чим більший відбір, тим більша кількість тепла повертається (регенерується) з живильною водою і тим менше поступає в конденсатор і втрачається з циркуляційною водою і тим вище к.к.д.

Загальний к.к.д. КЕС складає 25-40%, тому вони не вигідні на далекопривозній сировині і, зазвичай, працюють на місцевому паливі, тому і віддалені від споживачів. Це, а також великі потужності встановлених агрегатів визначають особливості електричної частини КЕС.

Електроенергія з КЕС розподіляється на високій і надвисокій напрузі: при потужності блоків 50-200 МВт - на напрузі 110-220 кВ, а при потужності блоків 200 МВт і вище - на напрузі 220 - 750 кВ [2].

Вони пов'язані із споживачами відносно невеликою кількістю ЛЕП великої пропускної спроможності. КЕС є основними джерелами електроенергії, що працюють в базисному і напівпіковому режимах.



Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис.1.2).

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 в бункер сирого палива або до складу 13 резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах 22.

Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках 10 (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари.

Пара, розширюючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується.

Після турбіни пара надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними в насосній станції 23. Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричиняють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення.

Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 в регенеративні

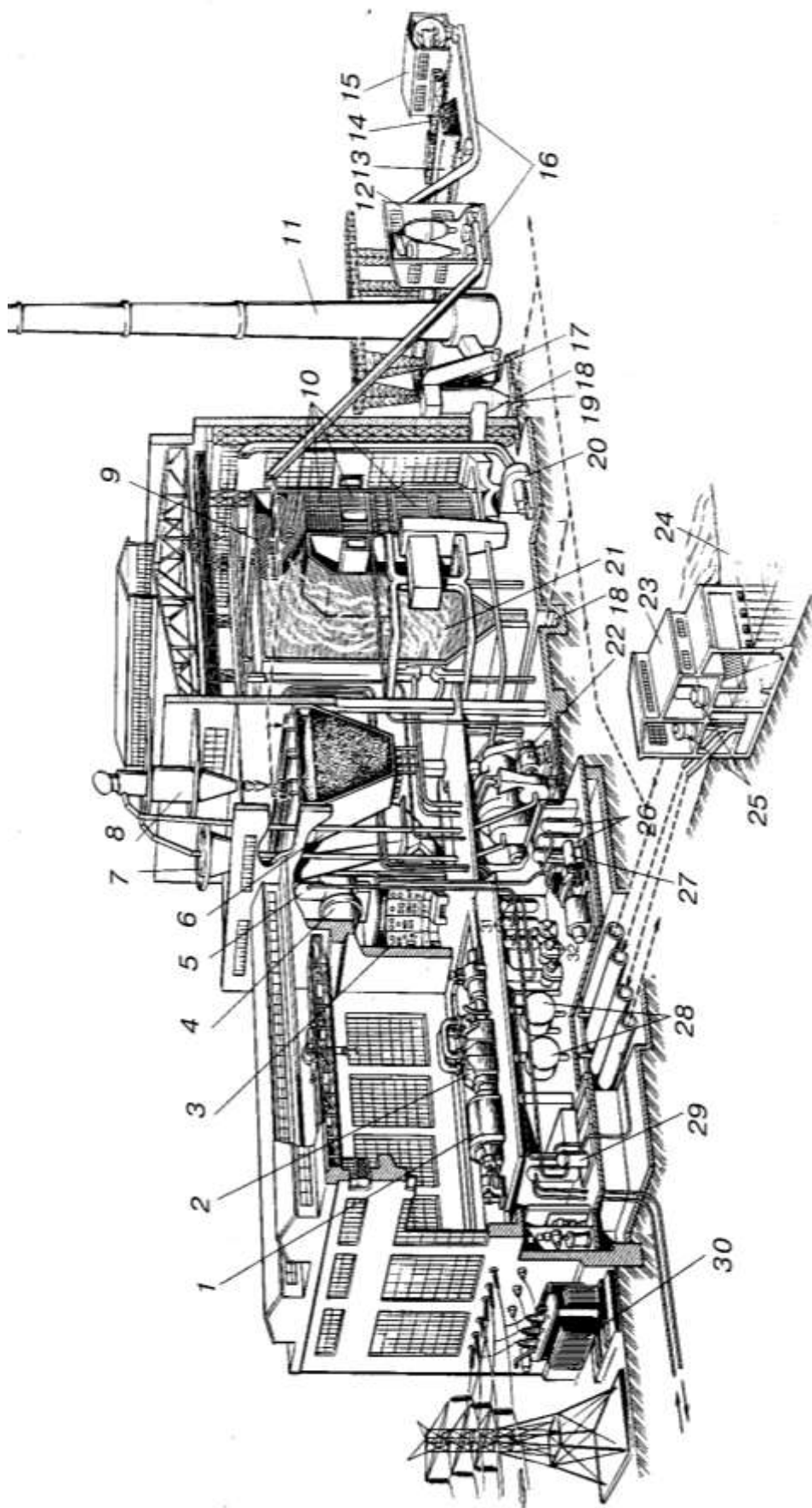


Рис. 1.2. Теплова електрична станція: 1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт керування; 4 і 5 – деаератори; 6 – пиловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхні нагрівання (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золоуловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівник високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – установка хімічної очистки води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівник низького тиску; 32 – конденсатний насос

підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється.

Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згорання очищують від золи в золовловлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу.

Уловлену золу і шлак по каналах 18 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

Паротурбінні теплофікаційні електростанції (ТЕЦ)

ТЕЦ оснащуються паротурбінними агрегатами середніх і високих параметрів одиничною потужністю до 250 МВт. У технологічній частині ТЕЦ виконуються як з поперечними зв'язками, так і за блоковою схемою.

Технологічна схема ТЕЦ мало відрізняється від схеми КЕС. На рис.1.3 показана та частина технологічної схеми, якою ТЕЦ відрізняється від КЕС.

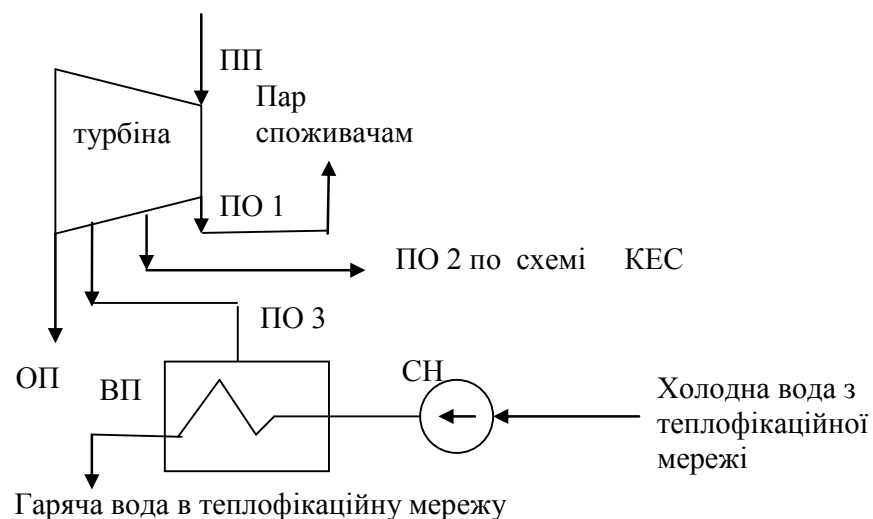


Рис.1.3. Частина технологічної схеми ТЕЦ.

ТЕЦ забезпечують споживачів електроенергією і паром, яка відпускається безпосередньо споживачам пари або в бойлерні на підігрівання води для споживачів. Тепло відбіраної пари вважають корисно відпущеними, тому к.к.д.

електростанцій теплофікацій досягає 60-70%. Найбільш економічним є режим роботи ТЕЦ по графіку теплового вжитку при мінімальному пропуску пари в конденсатори.

Пара першого відбору, що має високі параметри, поступає безпосередньо на власні потреби споживачам. Другий відбір використовується для підігрівання живильної води в деаераторах і водопідігрівачах. Третій відбір з найнижчими параметрами пари використовується для опалювання і гарячого водопостачання промислових і побутових споживачів. Вода з мережі теплофікації мережевими насосами СН подається у водопідігрівачі ВП і повертається в мережу.

ТЕЦ прагнуть наблизити до споживачів теплової енергії на відстань не більш, ніж 10 -20 км. Тому в електричній частині ТЕЦ істотно відрізняється від КЕС. При невеликих відстанях до споживачів доцільно електроенергію розподіляти на генераторній напрузі 6-10 кВ (рис.1.4). Через розподільний пристрій високої напруги (РП ВН) в цьому випадку здійснюється зв'язок з енергосистемою для видачі надлишкової потужності в енергосистему або для живлення споживачів 6 -10 кВ з енергосистеми при аваріях на станції. Вимоги до надійності розподільних пристроїв ТЕЦ можуть бути нижче в порівнянні з КЕС.

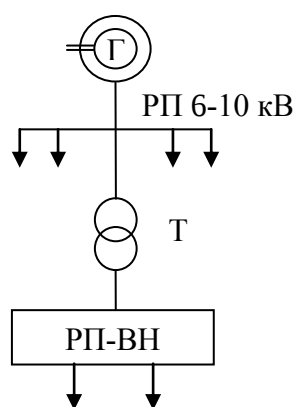


Рис. 1.4. Електрична схема енергоблоку ТЕЦ.

Найдоцільніше використовувати ТЕЦ для комплексного енергопостачання промислових районів і міст електричною і тепловою енергією.

На ТЕЦ допускається і навіть потрібне сезонне регулювання графіка електричних навантажень залежно від режиму теплових навантажень. На добовому графіку навантаження енергосистеми вони розташовуються в базисній частині.

Паромашинні – на них первинним двигуном являється парова поршнева машина, ці електростанції мають невеликий к.к.д. тому як правило вони мають невелику потужність і використовують для місцевих потреб.

Дизельні ЕС працюють на паливі (бензин, дизельне пальне) і частіше їх використовують як резервні джерела живлення.

Газотурбінні ЕС в якості енергоносія використовують природний газ і часто служать як резервні.

Паротурбінні електростанції поділяють на конденсаційні і теплофікаційні (теплоелектроцентралі).

На паротурбінних електростанціях застосовується в якості палива: вугілля, торф, горючі сланці, відходи деревини, газ, мазут та інші палива.

Газотурбінні станції (ГТУ).

ГТУ оснащуються газотурбінними установками, що працюють зазвичай на рідкому паливі або газі одиничною потужністю 50-100 МВт, мають блокову технологічну схему.

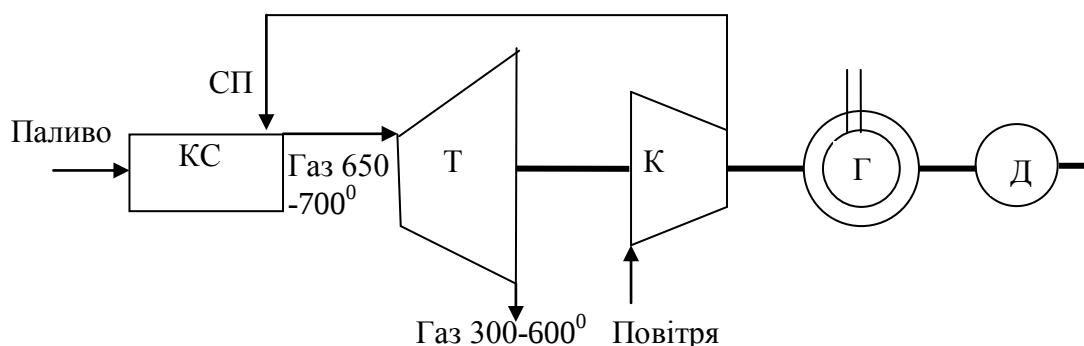


Рис. 1.5. Технологічна схема енергоблоку ГТУ.

Паливо спалюється в камері згорання КС, димові гази з температурою 650 - 700° С поступають в циліндри газової турбіни Т. На одному валу з турбіною

розташовані: компресор (К), синхронний генератор Г і пусковий двигун Д. Стиснене повітря СП подається в камеру згорання для підвищення ефективності горіння палива.

Електроенергія з ГТУ видається на середній напрузі 35 - 220 кВ.

Особливості ГТУ:

- собівартість електроенергії трохи вища, ніж на КЕС;
- допускається глибоке регулювання потужності;
- здійснимо легкий і швидкий пуск і зупинку агрегатів;
- к.к.д складає 25-30%.

Основними недоліками ГТУ є низький ККД і дефіцитність газотурбінного палива. ГТУ використовуються, в основному, як джерела, що працюють в піковому режимі з низьким числом годинника використання встановленої потужності.

Для підвищення к.к.д розроблені парогазові установки ПГУ. У них паливо спалюється в топці парогенератора, де разом з газовими продуктами згорання отримують пару. ПГУ має дві турбіни - парову і газову. Тепло димових газів утилізувався в економайзері для підігрівання живильної води. Потужність ПГУ досягає 200-250 МВт.

Атомні електростанції.

Атомні електростанції можна віднести до теплових електростанцій. Відрізняється атомні електростанції від паротурбінних тим що котельного агрегату встановлюється атомний реактор і паровий котел.

Джерелом енергії на АЕС є ядерне паливо уран-235; уран-233; плутоній-239. Внаслідок ланцюгової реакції поділу ядра під дією теплових або швидких нейтронів виділяється дуже велика кількість теплової енергії, що використовується для виробництва електроенергії.

До переваг атомних електростанцій порівняно з іншими слід віднести: низькі витрати палива (так на першій атомній станції потужністю 5000 кВт витрати урану на добу становить 30 г, паротурбінна електростанція такої потужності використовує 100 т пилувугільного палива); не прив'язана як

правило до розміщення енергоресурсів та відсутність викидів диму і копті в повітря

На АЕС роль котельних агрегатів виконують атомні реактори і парогенератори. Один з основних елементів АЕС - реактор, використовуються, в основному, реактори на теплових нейтронах: ВВЕР і РБМК.

У реакторі ВВЕР (водо - водяному енергетичному реакторі) вода використовується як сповільнювач реакції і теплоносія. Що виділяється в реакторі тепло передається первинному теплоносію, який за допомогою насосів циркулює через реактор. Оскільки реактори є джерелом небезпечних радіоактивних випромінювань, первинною теплоносієм не подають безпосередньо в турбоагрегати, а його енергія використовується для здобуття пари (вторинного теплоносія). Реактор і парогенератор розташовують в окремих ізольованих приміщеннях. На рис.1.6 представлена принципова технологічна схема енергоблоку двоконтурної АЕС з реактором типа ВВЕР.

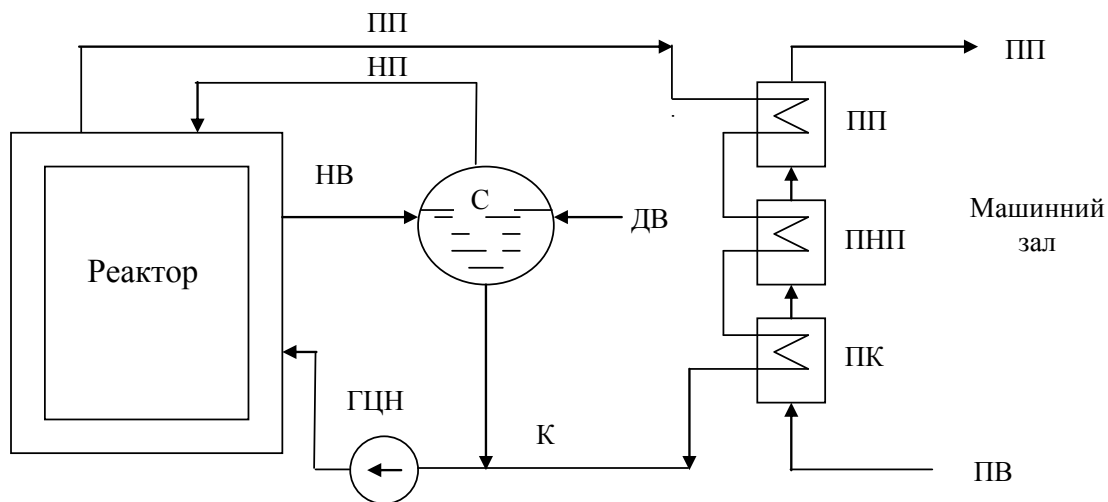


Рис. 1.6. Технологічна схема енергоблоку двоконтурної АЕС.

Насосами ГЦН вода першого радіоактивного контура подається в трубки реактора. Нагріта вода НВ вигляді водопарової суміші поступає в сепараторів З, де розділяється на рідку і газову фракції. У верхній частині збирається насичена пара НП, яка повертається в реактор, де підігрівається і висушується, перетворюючись на перегріту пару Пп. Перегріта пара поступає в

парогенератор, що складається з послідовних теплообмінників. Пройшовши останній теплообмінник, конденсат К разом з водою з сепараторів знов поступає в реактор. Для заповнення витоків в сепараторів подається додаткова вода ДВ.

Живильна вода другого контуру, що поступає з машинного залу, подається спочатку в підігрівач конденсату ПК, потім в парогенератор насиченої пари ПНП. Насичена пара поступає в пароперегрівач ПП, з якого перегріта пара ПП поступає в парову турбіну.

У частині машинного залу АЕС аналогічна конденсаційній тепловій станції.

У реакторі РБМК (реакторі великої потужності канального типу) як сповільнювач нейтронів використовується графіт, а як первинний теплоносіє - вода. Технологічна схема АЕС з реакторами типу РБМК є одноконтурною. Пароводяна суміш з реактора поступає в сепараторів, куди також подається нагріта вода. Отримуючи додаткову енергію, вода перетворюється на пару, яка прямує безпосередньо в циліндри парової турбіни.

Реактори на швидких нейтронах (БН) використовується одночасно для здобуття теплової і електричної енергії, а також для відтворення ядерного пального. АЕС з реакторами типу БН виконуються за трьохконтурною схемою. У першому контурі теплоносієм є рідкий натрій, який ефективно поглинає тепло. Натрій бурхливо реагує з водою, тому в теплообмінниках парогенератора можливе виділення радіоактивних газів при пошкодженнях трубопроводів. Аби уникнути контакту радіоактивного натрію першого контура з живильною водою, виконують проміжний контур з нерадіоактивним натрієм.

Перевагами атомних електростанцій є:

- мала витрата ядерного палива, внаслідок чого транспорт розвантажується від перевезень палива;
- великі одиничні потужності (до 2000 МВт);
- чистота виробництва.

АЕС працюють в базисній частині графіка навантаження енергосистеми.

Хоча на АЕС технічно здійснено регулювання потужності в широкому діапазоні, воно не використовується за умовами безпеки. З цієї ж причини АЕС віддалені від споживачів. Тому в електричній частині атомні електростанції аналогічні КЕС.

Гідравлічні електростанції.

Залежно від типу споруд гідроелектростанції можна поділяти на: пригребельні, гребельні, дериваційні і та змішані.

Пригребельні гідроелектростанції споруджуються безпосередньо біля греблі. На станціях весь напір створюється греблею.

У гребельних електростанцій турбіни, генератори та інше обладнання розміщене в тілі греблі.

Дериваційні електростанції споруджується на гірських ріках. На цих електростанціях значна частина напору створюється дериваційними (обвідними) водоводами. Таким водоводом можуть бути відкриті канали, тунелі або трубопроводи.

Змішані гідроелектростанції створюють греблю і дериваційними спорудами.

Гідроелектростанції порівняно з тепловими мають ряд переваг: технологічний процес виробництва електроенергії значно простіший; більший к.к.д.; нижча собівартість електроенергії (на великих ГЕС вона в 5 раз дешевша чим на ТЕЦ).

Основний недолік гідроелектростанції, ще її велика вартість і значні строки спорудження.

Генератори великих електростанцій виробляють електроенергію напругою 6,3-21 кВ. При передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на трансформаторних підстанціях, а для того щоб підвести напругу до споживача необхідно знижувати напругу також на підстанціях [2].

Сукупність електростанцій, підстанцій, ліній електропередачі і теплових мереж, зв'язаних в одне ціле єдністю режиму і безперервністю виробництва та

Оскільки виробництво і споживання електроенергії являється собою єдиний процес, треба забезпечити таку організацію, при якій кількість виробленої енергії відповідатиме кількості споживаної: не може бути виробництва енергії без її споживання, тобто, електричну енергію не можна виробляти про запас і витрачати із запасів.

Електричною мережею називається частина електричної системи, що складається з підстанцій і ліній передач різної напруги.

Номинальним називається робоче значення напруги, потужності або

струму, на які розрахована робота електроприймачів у нормальних умовах з найдоцільнішими технічними і екологічними характеристиками.

Номинальна потужність трансформатора визначається його тепловим режимом. Це така потужність споживачів, при якій обмотка трансформатора в умовах регламентованої температури навколишнього середовища при тривалій роботі нагрівається до температури допустимого теплового режиму (з перегрівом не більше як 70°C). При такому тепловому режимі термін служби трансформаторів становить 20 років.

Таблиця 1.1

**Номинальні напруги трифазного змінного струму й установках
напругою понад 1000 В [1]**

Номінальні експлуатаційні напруги	Номінальні напруги на затискачах			Найбільш і робочі напруги
	генераторів	трансформатори і автотрансформатори без РПН		
		первинних обмоток	вторинних обмоток	
(3)	(3,15)	(3) і (3,15)	(3,15) і (3,3)	3,6
6	6,3	6 і 6,3	6,3 і 6,6	7,2
10	10,5	10 і 10,5	10,5 і 11	12,0
20	21	20 –	- 22	24,0
35	-	35	38,5	40,5
110	-	-	121	126
(150)	-	-	(165)	(172)
220	-	-	242	252
330	-	330	347	363
500	-	500	525	252
750	-	750	787	787

Наша промисловість випускає трифазні силові трансформатори потужності зі шкалою “1,6”, тобто, 25, 40, 63, 100, 160, 250 кВА і т.і. [8].

Раніше, до 1961 року випускались трансформатори зі шкалою “1,35”.

Електричні станції (ЕС) є складними технологічними комплексами із загальним числом основного і допоміжного устаткування. Основне

устаткування служить для виробництва, перетворення, передачі і розподілу електроенергії, допоміжне - для виконання допоміжних функцій (вимір, сигналізація, управління, захист і автоматика і так далі). Взаємне з'єднання різного устаткування покажемо на спрощеній принциповій електричній схемі ЕС із збірними шинами генераторної напруги (див. рис.1.8).

До складу енергоблоків входять трансформатори Т, які підвищують генераторну напругу (6, 10, 20 кВ) до 110 - 750 кВ. Окремі енергоблоки зв'язані розподільним пристроєм високої напруги (РП ВН), від якої відходять ЛЕП до споживачів. Для РП ВН застосовуються досить складні і дорогі схеми, оскільки до надійності їх пред'являються високі вимоги.

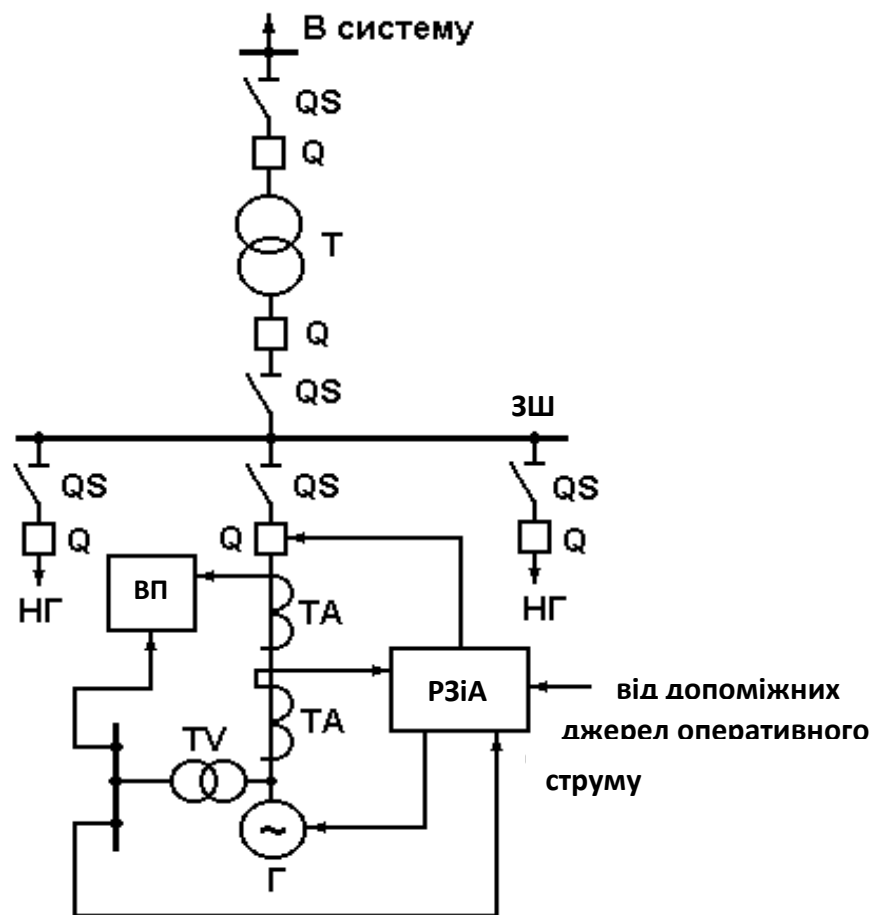


Рис.1.8. Спрощена електрична схема ЕС.

Електроенергія, що виробляється генератором, поступає на збірні шини ЗШ і потім розподіляється між власними потребами, навантаженням генераторної напруги НГ і енергосистемою. Окремі елементи на рис.1.8

призначені:

1. Вимикачі Q - для включення і відключення ланцюга в нормальних і аварійних режимах.

2. Роз'єднувачі QS - для зняття напруги із знеструмлених частин електроустановки і для створення видимого розриву кола, необхідного при виробництві ремонтних робіт. Роз'єднувачі, як правило, є ремонтними, а не оперативними елементами.

3. Збірні шини ЗШ - для прийому електроенергії від джерел і розподілу її між споживачами.

4. Пристрої релейного захисту РЗ - для виявлення факту і місця пошкодження в електроустановці і для видачі команди на відключення пошкодженого елемента.

5. Пристрої автоматики А - для автоматичного включення або перемикання кіл і пристроїв, а також для автоматичного регулювання режимів роботи елементів електроустановки.

6. Вимірювальні прилади ВП - для контролю за роботою основного устаткування ЕС і за якістю енергії, а також для обліку електроенергії, що виробляється і відпущеної.

7. Вимірювальні трансформатори струму ТА і напруга TV.

Розділ 2. КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Роз'єднувачі

Роз'єднувачем називають апарат призначений для включення та відключення кіл високої напруги при відсутності в них струму. Роз'єднувачі створюють видимий розрив при ремонтах та профілактиці електротехнічного обладнання [2].

Роз'єднувач є найпоширенішим, простішим і дешевшим апаратом розподільних пристроїв, до якого, проте, пред'являються дуже високі вимоги відносно експлуатаційної надійності. Вони повинні мати властивості [6]:

- термічний і динамічний стійкості при протіканні через їх контакти струмів наскрізних коротких замикань;
- надійної фіксації як у включеному, так і у відключеному положенні;
- недопустимість відключення під навантаженням.

Оскільки роз'єднувачі не мають дугогасильних пристроїв, вони призначені для включення і відключення електричних кіл в режимах, коли:

- струм в комутуваному колі багато менше струму нормального режиму;
- напруга на роз'єднувачі (різниця потенціалів на полюсах) багато менше робочої напруги.

У першому випадку роз'єднувачі (QS1, QS2) служать для створення видимого розриву в знеструмленому колі, тобто в колі, розірваному вимикачем (Q) (рис.2.1):

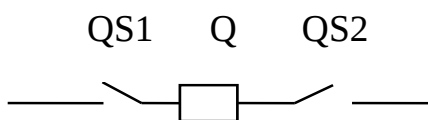


Рис.2.1.

У другому випадку без розриву кола (без відключення вимикача Q) виконується

перемикання з однієї системи шин на іншу (рис.2.2).

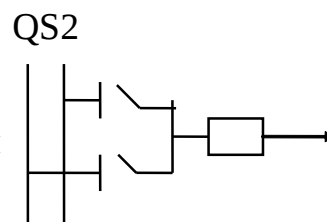


Рис.2.2.

Щоб помилково не допускалися відключення під навантаженням передбачаються різні блокування (механічні і електромагнітні). Прості механічні блокування закладені в конструкції роз'єднувачів

Приводи роз'єднувачів (в основному ручні, важільні) забезпечують фіксоване положення механічно. При протіканні через ножі (контакти) струму короткого замикання виникають значні електродинамічні зусилля, прагнучі відкинути контакти. Щоб запобігти розмиканню контактів, використовують принцип "електромагнітного замку". Для цього один з ножів виконують двосмуговим. Другий ніж «врубується» між смугами. Оскільки в смугах струм має однаковий напрям, вони притягуються і затискають ніж другого контакту.

Роз'єднувачі дозволяють включати і відключати: нейтралі трансформаторів, струм намагнічування трансформаторів обмеженої потужності, зарядний струм ліній обмеженої довжини та струм навантаження до 15А при напрузі 10 кВ.

За способом установки: з вертикальним розташуванням ножів та з горизонтальним розташуванням ножів.

По конструкції розрізняють роз'єднувачів (рис.2.3) :

- а) поворотні (горизонтально-поворотні);
- б) рубаючого типу (вертикально-поворотні);
- в) викотні (у комірках КРП);
- г) підвісні;
- д) пантографи (з ножами, що складаються).

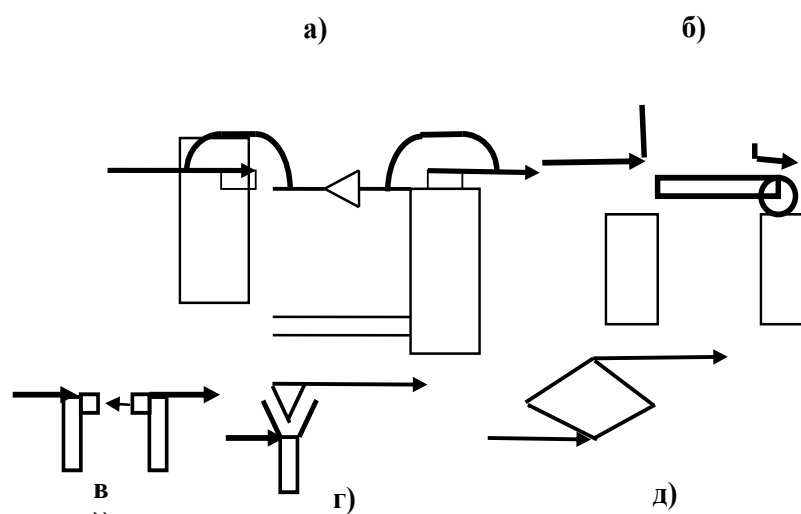
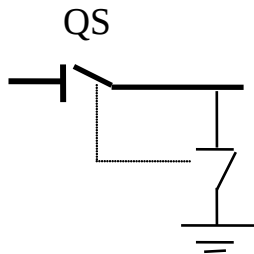


Рис.2.3. Конструкції роз'єднувачів.

Роз'єднувачі виконують однополюсними з ручним приводом (штангою) і

триполюсні з ручним, руховим або пневматичним приводом.

Заземлюючі роз'єднувачі (QSG) є триполюсним роз'єднувачем, який замикає накоротко усі три фази установки і одночасно сполучає їх з контуром захисного заземлення. Заземлюючий роз'єднувач монтується на загальній рамі з основним роз'єднувачем (QS) і блокується з ним механічно (рис.2.4).



Блокування дозволяє включення ЗР тільки при QSG відключеному роз'єднувачі.

Роз'єднувачі характеризуються параметрами: номінальна напруга, номінальний струм, допустимий струм і тривалість струму термічної стійкості, струм динамічної стійкості.

Рис.2.4.

По виконанню роз'єднувачі можуть бути одно і триполюсними, а по роду установки – для внутрішнього і зовнішнього використання:

- Р - роз'єднувач; В - внутрішньої установки або вертикальний (типу РНВ); Н - зовнішньої установки; Л - лінійний; О - однополюсний; Д - з двома опорними колонками або з двоплічною ізоляційною гірляндою (для підвісних), З - із заземлюючим ножем; К - коробчастого профілю; Ф - фігурне виконання (з прохідним ізолятором); С - зі скляною ізоляцією; М - модернізований або (для РЛНДМ) з мідним ножем; А - з алюмінієвим ножем; П - з важельною передачею для зменшення моменту на валу приводу або підвісного виконання; У - посилена ізоляція; Б - наявність механічного блокування (для роз'єднувачів підвісного виконання - посилена ізоляція);

- буква в дужках означає можливість варіантів виконання;

- цифрова частина - номінальна напруга, кВ, і (після косої) номінальний струм, А ;

- 1 і 2 - кількість заземлювальних ножів або (для підвісних роз'єднувачів) вид тросової системи управління: 1 - пряма, 2 - Г-подібна.

Роз'єднувачі для внутрішнього встановлення.

На рис.2.5 зображено триполюсний роз'єднувач РВ–10 з елементами: 1 -

рама; 2 - упор обмеження повороту валу, 3 - важіль; 4 - вал, 5 - рухомий контакт; 6 - пружина; 7 - порцелянова тяга; 8 - нерухомий контакт; 9 - опорний ізолятор; 10 - важіль.

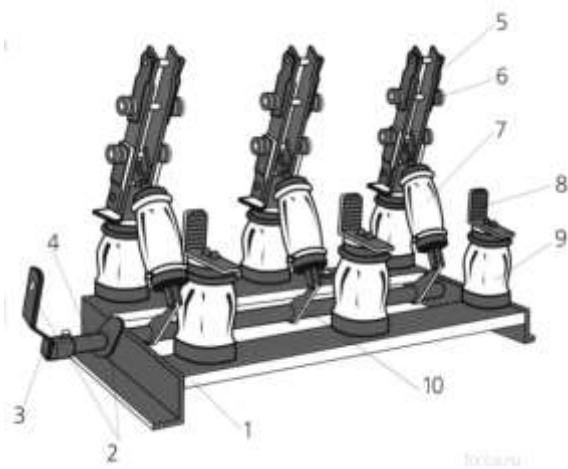


Рис.2.5. Триполюсний роз'єднувач РВ-10.

Рис. 2.6. Роз'єднувач рублячого типу з двома заземлюючими ножами РВРЗ-2-10/2000: 1 - рама; 2 - механічне блокування основних і заземлюючих ножів; 3 - заземлюючий ніж; 4 - опорний ізолятор; 5 - головні ножі роз'єднувача; 6 – вал заземлюючих ножів; 7 - вал головних ножів.

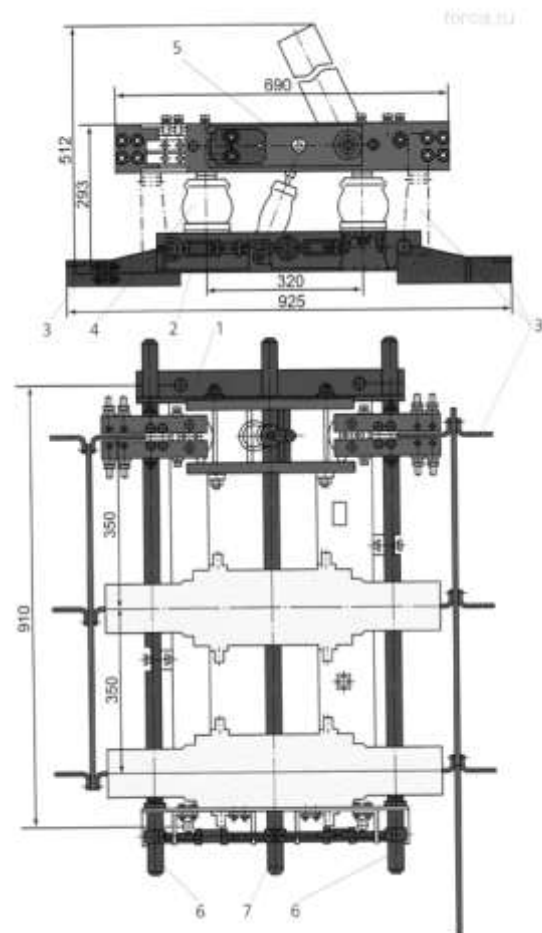
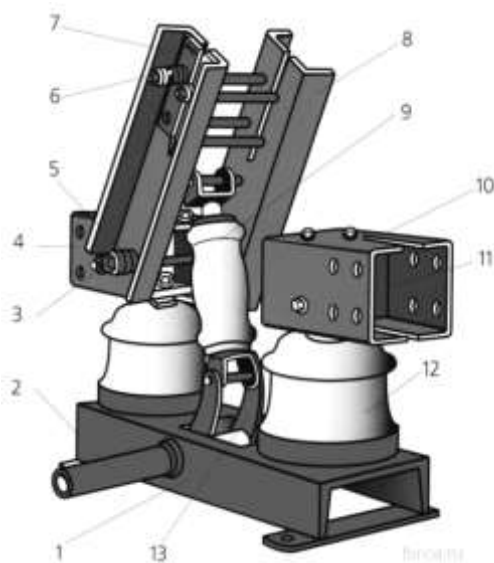


Рис.2.7. Поліус роз'єднувача РВК-10: 1 - основа; 2 - вал; 3 - вісь, 4 і 10 - нерухомі контакти; 5 і 6 - пружини піджимання; 7 - сталева пластина; 8 - рухомий контакт; 9 - порцеляновий тяга роз'єднувача; 11 - чавунний контакто-утримувач; 12 – опорний ізолятор, 13 - важіль.



Роз'єднувачі для зовнішнього встановлення.

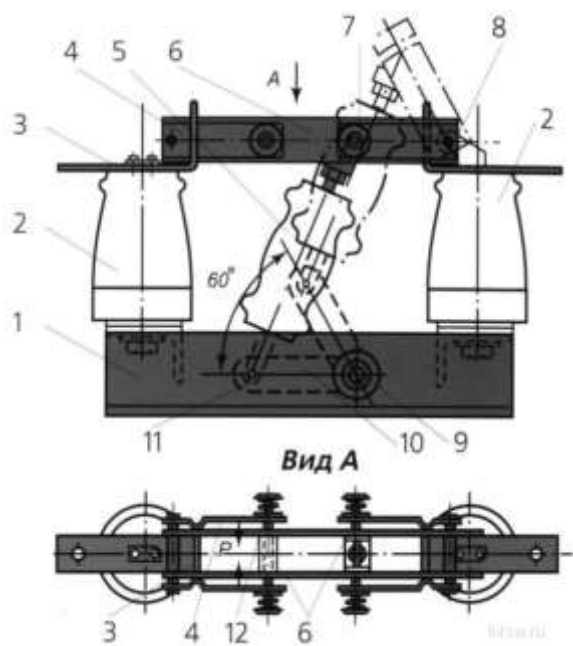


Рис.2.9. Роз'єднувач РНДЗ-2-110:

1 - основа, 2 і 9 - колонки ізоляторів; 3 - затискачі; 4 - гнучкі зв'язки, 5 - ніж; 6 - пальцеві ламелі; 7 - лопатка; 8 - контакт для заземлювального ножа, 10 - підшипник колонки; 11 - заземлюючі ножі; 12 - важіль; 13 - тяга; 14 - вал; 15 – привод

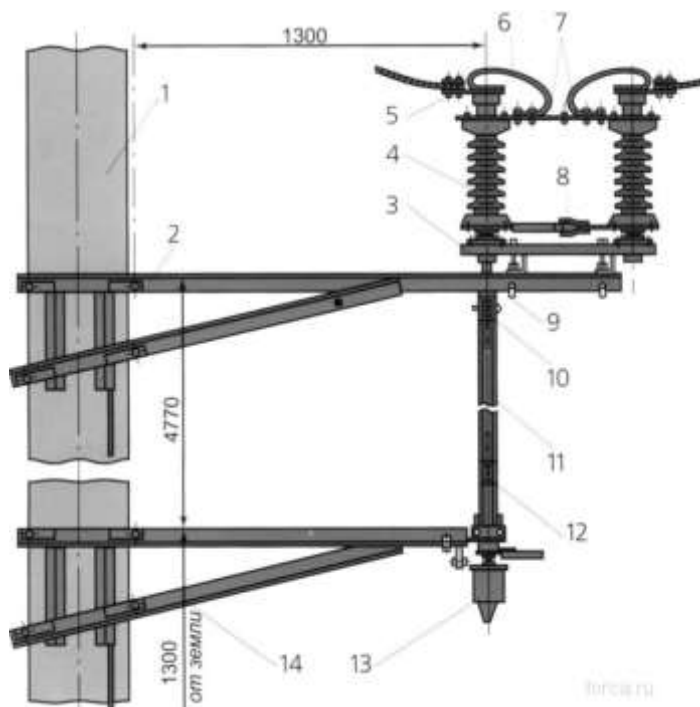


Рис.2.8. Поліус роз'єднувача РВР-10: 1 - рама; 2 – опорний ізолятор; 3 - нерухомий контакт; 4 – сталевая пластина; 5 – порцелянова тяга; 6 – контактний ніж; 7, 8 і 11 - осі; 9 - вал, 10 - важіль.

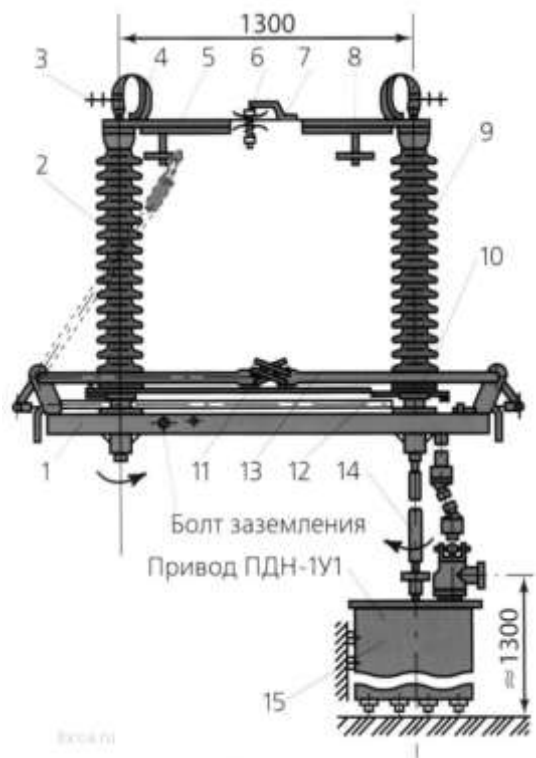


Рис. 2.10. Установка роз'єднувача на залізобетонній опорі:

1 - опора; 2, 14 - кронштейн; 3 - рама; 4 - ізолятор; 5 - контактний вивод; 6 – гнучкий провід; 7 – полу-ножі; 8 - тяга; 9 - крюковий болт; 10 - муфта; 11 - вал; 12 – муфта привода; 13 - ручний привод роз'єднувача.

2.2 Оливові вимикачі для розподільчих пристроїв 10 кВ

Вимикачі малооливові серії ВК(Е)-10 та ВМГ-10 призначені для роботи в шафах КРП внутрішнього та зовнішнього встановлення номінальною напругою 6–10 кВ та комутації кіл трифазного змінного струму в номінальному режимі роботи установки, а також для автоматичного вимикання цих кіл при коротких замиканнях та перевантаженнях [9].

Керування вимикачами здійснюється електромагнітними приводами постійного струму. При цьому оперативне включення здійснюється електромагнітом включення, а відключення – пружинами відключення самих вимикачів, які вбудовані в конструкцію рами та зводяться при їх включенні.

У малоолизових вимикачах трансформаторне масло використовується в основному як дугогасний засіб. Вимикачі виготовляються як з металевими баками (для установки в закритих і комплектних розподільчих пристроях), так і з фарфоровими - на відкритих підстанціях.

Принцип роботи малооливового вимикача заснований на гасінні дуги, що виникає при розмиканні контактів (нерухомого розеткового і рухомого стержневого), потоком газооливової суміші, що утворюється в результаті інтенсивного розкладання трансформаторної оливи під дією високої температури дуги. Цей потік отримує певний напрям в дугогасильному пристрою (в камері), розміщеному в зоні гасіння дуги. Кожен розрив кола в малооливовому вимикачі відбувається в окремому баку, в який вбудована дугогасильна камера з поперечним або поздовжньо поперечним дуттям.

Недолік таких вимикачів - невисока швидкодія, часта заміна масла, мала відключаюча здатність, вибухо- і пожежонебезпека.

Триполюсні високовольтні малооливові вимикачі серії ВК-10 з пружинним приводом призначені для роботи в шафах КРП внутрішньої і зовнішньої установки номінальною напругою до 11 кВ трифазного змінного струму частотою 50 або 60 Гц.

Допустимий інтервал температур навколишнього середовища вимикача від

«-25» до «+45». Для забезпечення можливості роботи вимикача при температурі нижче «-25С» в установках повинні бути передбачені підогріваючі пристрої.

Управління оливовим вимикачем дистанційно або в ручну проводиться рухомим пружинним приводом вторинної дії. Включення оливового вимикача здійснюється за рахунок попередньо запасеної енергії пружини включення приводу, відключення за рахунок запасеної енергії пружини відключення оливового вимикача при включенні.

Основа оливового вимикача складається з рами, на якій встановлені бічні стійки для кріплення приводу і закріплена педаль для розблокування МВ у комірці КРП, заземлюючий контакт і корпус механізму полюсів. Корпус механізму полюсів виконаний моноблоком на всі три полюси.

Полюс оливового вимикача складається з ізоляційного циліндра, на нижньому кінці якого змонтований металевий фланець. Циліндри ВК-10 закріплені на корпусі механізму (рис.2.11).

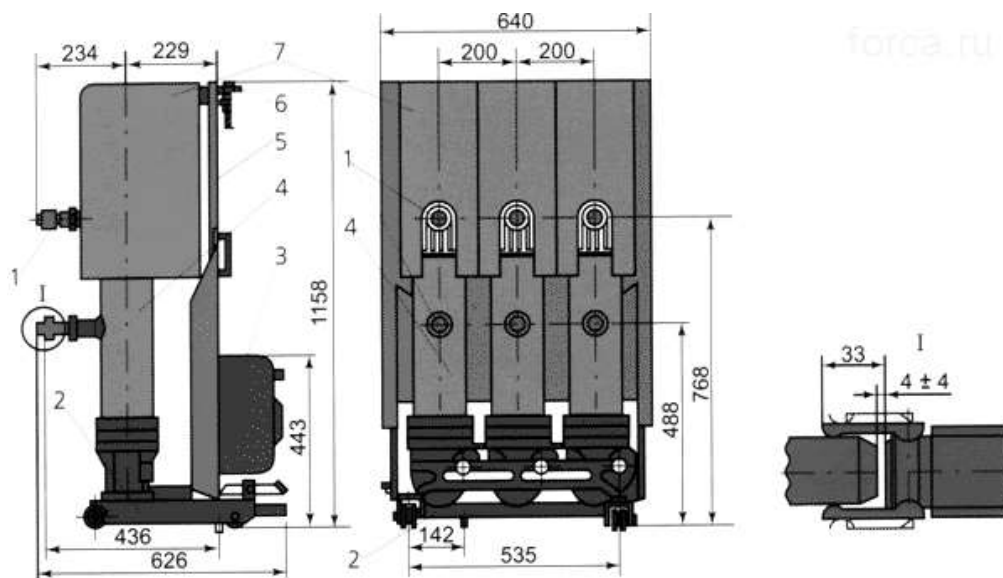


Рис.2.11. Малооливовий колонковий вимикач ВК-10: 1 - роз'ємний контакт висувного елемента; 2 - рама візка; 3 - привод; 4 - полюс вимикача; 5 – фасадна перегородка; 6 - штепсельний роз'єм; 7 - ізоляційний кожух.

У циліндрі полюса встановлено струмознімальний пристрій, що складається з обойми з двома направляючими стержнями. Між напрямними і

рухливими стержнями встановлений струмопровід (роликовий струмознімальний пристрій), який служить для передачі струму з рухомого на напрямні стержні і одночасно для направлення рухомих стержнів. Струмопровід може мати від чотирьох до восьми пар роликів у залежності від $I_{\text{ном.}}$ відключення.

Над струмознімальним пристроєм на розпірному циліндрі встановлена дугогасильна камера поперечного оливкового дуття. Над камерою встановлений розетковий контакт. На основі контакту в обоймі встановлено 9 ламелей оливкового вимикача на $I_{\text{ном.}} = 630, 1000 \text{ А}$, і 11 ламелей МВ на $I_{\text{ном.}} = 1250, 1600 \text{ А}$. Нижні торці ламелей облицьовані дугостійкою металокерамікою.

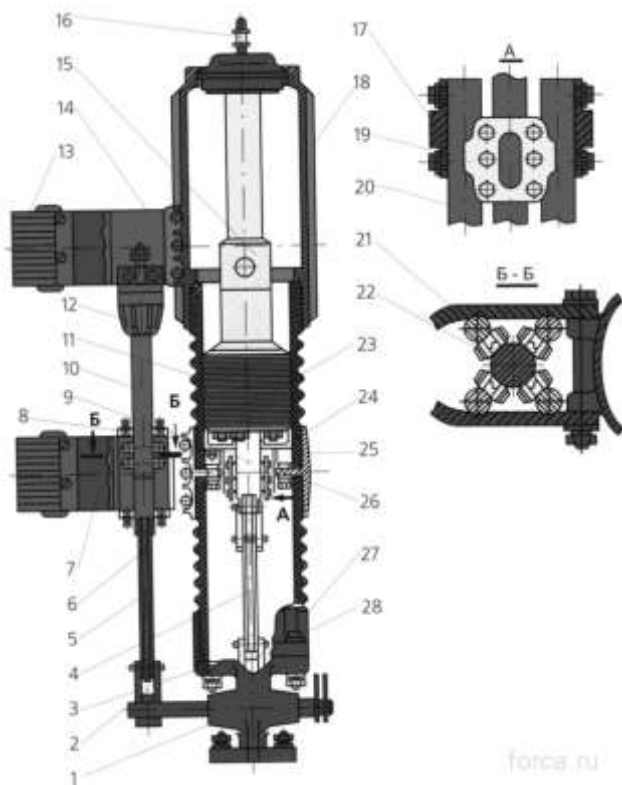


Рис.2.12. Поліус вимикача ВК-10:
 1 - корпус механізму; 2 - важіль механізму зовнішній; 3, 24 - прокладки; 4, 5 - тяги ізоляційні; 6, 11 - циліндри нижній і верхній; 7, 14 - пластини нижня і верхня; 8 - струмопровід; 9, 10 - стержні рухливі; 12 - контакт нерухомий, 13 - контакт рухливий висувного елемента КРП; 15 - контакт розетковий; 16 - скло оливковказівне, 17 - обойма; 18 - корпус; 19 - струмовідвід; 20, 21 - стержні напрямні, 22 - ролик, 23 - камера дугогасильна; 25 - циліндр розпірний; 26, 27 - фланці; 28 - важіль механізму внутрішній

У вимикачах типу ВМГ–10 (рис.2.13) баки виготовляються з металу – чавуну чи сталі. В середині баків передбачено латунний шов чи мідне кільце для зменшення намагнічуючих струмів в циліндрах, з метою зменшення втрат електроенергії.

Нерухомий контакт вимикача (одного полюса) розташований під дугогасною камерою і прикріплений без ізоляції до металевого циліндру. Ізоляція рухомого контакту (ножа) при вимкненому положенні вимикача здійснюється за допомогою гетинаксової прохідної втулки-циліндра та прохідного фарфорового ізолятора.

Дугогасна камера складається з пакету ізоляційних пластин, що стягнуті трьома ізоляційними шпильками. В нижній частині камери один над одним розташовані поперечні дуттьові канали, а в верхній – оливові “кишені”.

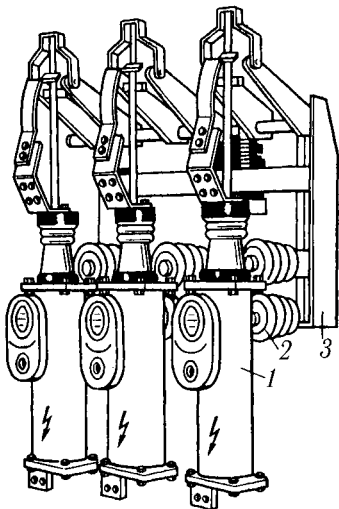


Рис.2.13. Вимикач ВМГ-10: 1 - полюс; 2 - ізолятор; 3 – рама [2].

Поперечні дуттьові канали мають виводи, направлені догори. Великі та середні струми гасяться за допомогою дуття в поперечних каналах, а малі струми, якщо вони не будуть погашені в поперечних каналах, загасяться дуттям в оливових “кишенях”.

Холодна олива, що знаходиться в оливових “кишенях” сприяє інтенсивному охолодженню дуги та утворенню оливо-газової суміші, яка утворює дуття в поздовжньому напрямку (в напрямку руху контактного ножа) та остаточно гасить дугу (рис.2.14).

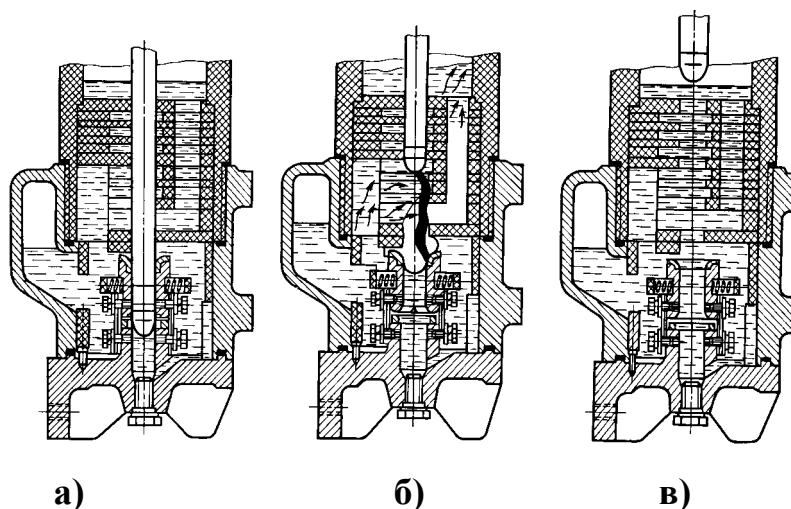


Рис. 2.14. Процес гасіння дуги в камері вимикача ВМГ – 10: а – вимикач включений; б – гасіння дуги; в – вимикач відключений.

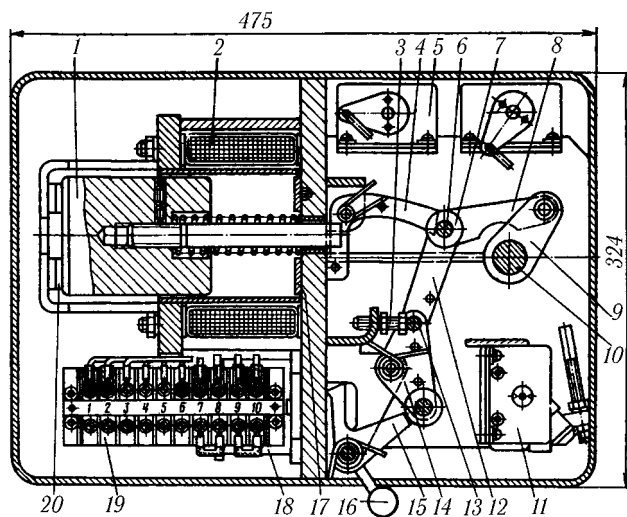


Рис. 2.15. Будова електромагнітного приводу ПЕ–11: 1 – магнітопровід (осердя); 2 – котушка; 3 – регулюючий гвинт; 4 – утримуюча защіпка; 5 та 11 – сигнально-блокуючі та швидкодіючі допоміжні контакти; 6 та 13 – вісь; 7 – ролик; 8, 9, 12 та 14 – важелі; 10 – вал приводу; 15 – защіпка; 16 – важіль

відключення; 17 – шайба; 18 – електромагніт відключення; 19 – клемна колодка; 20 – резинові прокладки.

На струмоведучих стержнях встановлені стичні контакти 19 штепсельного типу. Для керування вимикачем ВМГ–10 застосовується приводний механізм ПЕ–11 (привод електромагнітний). Встановлюються також і інші приводи: ПП–67, ПП–67К та інші [9].

Привод ПЕ–11 (рис.2.15) (ШПЕ–11 – при встановленні приводу в шафі) складається з механічної та електричної частин. До механічної частини відносять систему зламлювальних важелів, а до електричної – соленоїди включення та відключення. Вал приводу зв'язаний з контактами блокування SQ.1 і SQ.2 через відповідні тяги.

Оперативне перемикання вимикача здійснюється різними видами управління: місцевим, дистанційним та автоматичним.

Для керування високовольтними вимикачами застосовуються ключі управління типу КСВФ, а також ключі типів ПМОВФ (перемикач малогабаритний загального використання) та МКВ (малогабаритний ключ).

Електрична схема управління оливим вимикачем наведена на рис.2.16. Схема виконана у відповідності з позначеннями, прийнятими для ключа МКВ. Положення ключа показані вертикальними пунктирними лініями.

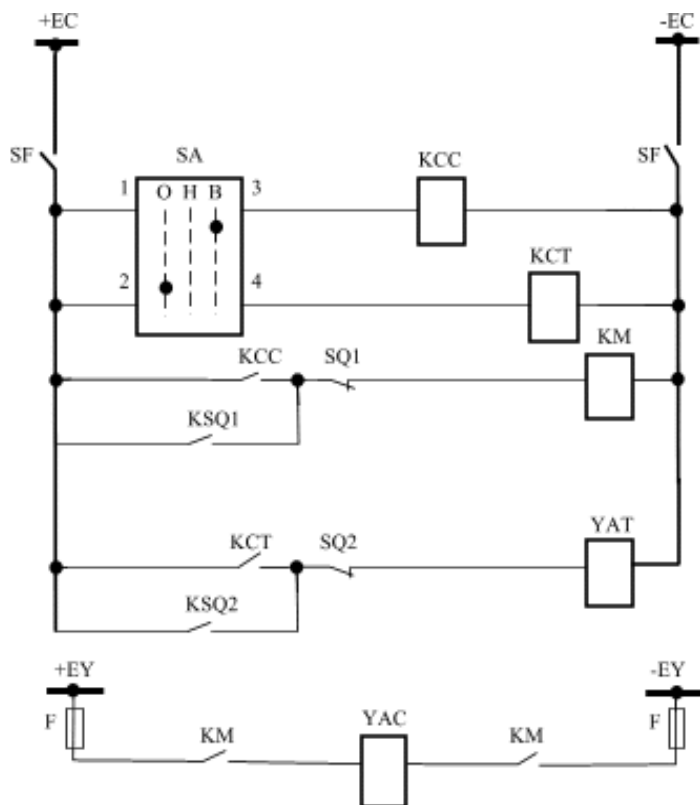


Рис.2.16. Схема керування вимикачем з електромагнітним приводом [6].

Згідно схеми керування вимикачем командні імпульси від ключа керування SA подаються не безпосередньо в кола електромагнітів, а через проміжні реле KCC (“Включити”) або KCT (“Відключити”), які в свою чергу діють на електромагніти

вимикача. Виконавчими органами в схемі є електромагніти включення YAC та відключення YAT. Електромагніт YAC, що виконує операції з переміщення контактної системи вимикача та зведенню його пружин відключення, споживає значний струм (близько 75 А), тому його живлення забезпечується від спеціальних шин живлення EY, а включення та відключення кола – за допомогою контактора KM, котушка якого знаходиться в колі включення та замикається через контакти ключа SA.

Електромагніт відключення YAT, що вивільняє при відключенні защіпку привода (вимикач відключається під дією пружин відключення, які при цьому нічим не утримуються), споживає невеликий струм, тому він включений безпосередньо через контакти ключа SA.

Схема (рис.2.16) відповідає відключеному положенню вимикача. Ключ керування SA знаходиться в положенні О (“Відключений”). При повороті рукоятки ключа в положення В (“Включено”) утворюється електричне коло: шина керування +EC, контакти 1–3 ключа SA, замкнений блокуючий контакт SQ1, котушка контактора KM, шина –EC. При автоматичному включенні (при замиканні контактів KSQ1) послідовність зберігається, так як контакти KSQ1

шунтують контакти SQ1 ключа SA.

При подачі команди “Відключити” утворюється електричне коло: шина +ЕС, контакти 2–4 ключа SA, блокуючий контакт SQ2 (який замкнувся при включенні вимикача), обмотка електромагніту відключення YAT, шина –ЕС. Осердя електромагніту YAT переміщується, звільнюючи защіпку привода і вимикач відключається. За допомогою контактів KSQ2 вимикач може бути також вимкнений від захисту.

2.3 Вакуумні вимикачі для розподільчих пристроїв 10 кВ

Вакуумні вимикачі - одне з найбільш перспективних напрямків розвитку комутаційної апаратури в класах напруг 3-110 кВ. Вони забезпечують найбільш простий і надійний спосіб гасіння електричної дуги. В експлуатації вакуумні вимикачі більш надійні в порівнянні з малооливовими і мають менші розміри.

У вакуумних вимикачах один з двох розташованих у керамічній або скляній вакуумній камері контактів рухомий приводиться в дію від зовнішнього приводу (для замикання і розмикання кіл). Так як у вакуумі дуга гасне швидко, то й відновлення між електродного ізоляційного проміжку відбувається після розмикання теж швидко. Вимикачі на 10 кВ мають зазор між контактами в кілька міліметрів (до 6 мм.), Тому досягається висока швидкість їх спрацювання. Термін служби вакуумних вимикачів практично необмежений.

Основною частиною вакуумних вимикачів є вакуумна дугогасильна камера (ВДК). ВДК - це запаяний прилад з тиском газу не більше $10^{-3} \dots 10^{-10}$ Па і складається з ізоляційного корпусу з розміщеними в ньому контактної і екранної системи. Контактна система складається з нерухомого контакту і рухомого, який з'єднується з корпусом через сильфон, завдяки чому контакт може переміщатися без порушення вакууму. Екранна система захищає внутрішні стінки ізоляції корпусу від металізації продуктами електроерозії контактів. Гасіння дуги відбувається під час проходження струму через нуль, після чого між контактами відновлюється електрична міцність вакууму [3].

Вакуумним вимикачам в порівнянні з оливовими властиві швидке

відновлення електричної міцності після обриву дуги, тривалий термін служби без ремонтів і ревізії, малий хід рухомих контактів, швидкодія, не токсичність, вибухо- і пожеже безпечність, використання у широкому діапазоні температури навколишнього середовища, малі габаритами та простота обслуговування.

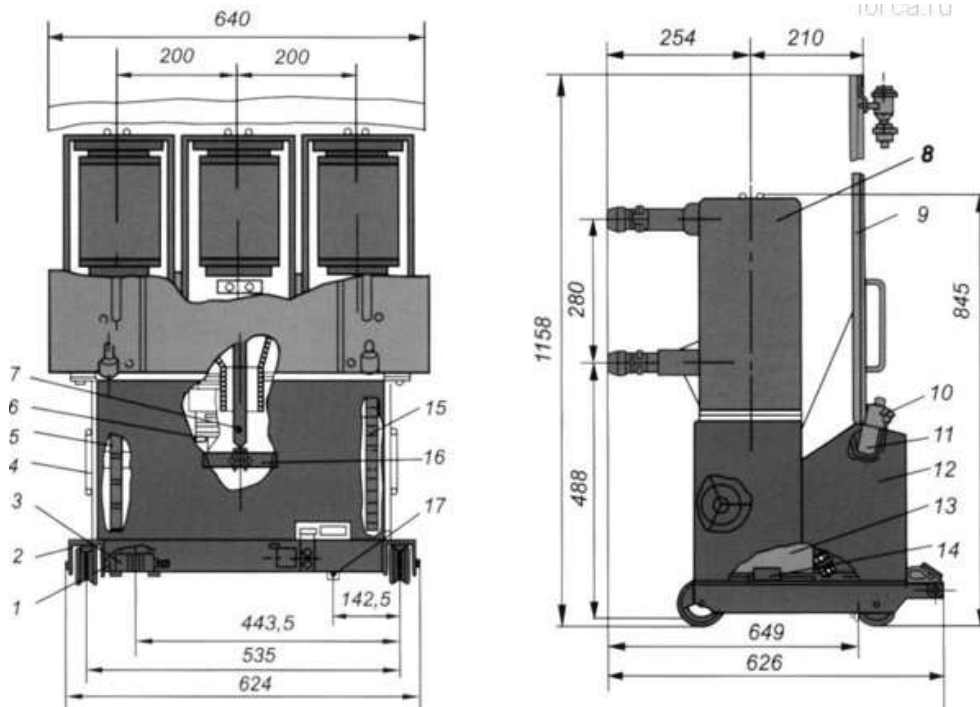


Рис.2.17. Вакуумний вимикач ВВЭ-10: 1 - основа; 2 - рама; 3 - контакт заземлення; 4 - підшипник; 5 - блок-контакти; 6 - контактор; 7 - тяга середнього полюсу; 8 - полюс; 9 - фронтальна перегородка, 10 - кнопка ручного відключення; 11 - лічильник ходів; 12 - кришка приводу; 13 - привод; 14 - блокування; 15 - затискачі; 16 - вал вимикача; 17 - фіксатор.

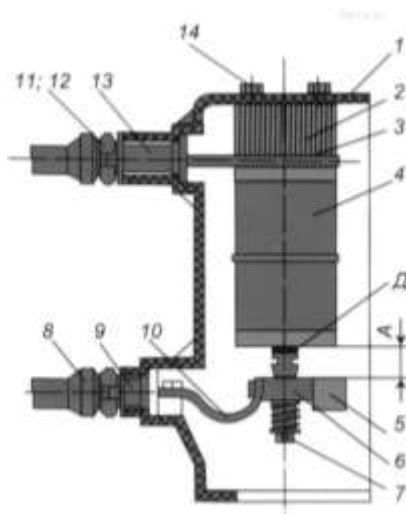


Рис. 2.18. Полюс вимикача ВВЭ-10: 1 - корпус ізоляційний; 2 - кришка ребриста (тільки для 1600 А), 3 - струмовідвід верхній; 4 - ВДК; 5 - радіатор (тільки на струм 1600 А); 6 - контакт рухливий; 7 - вузол підтискання; 8 - контакт розеткового типу висувного елемента; 9, 13 - стержень контакту; 10 - гнучкий зв'язок; 11,12 - шайба і гайка; 14 - болт; А - різниця ходу рухомих контактів вимикача; Д - зона підтискання контакту

Вакуумні вимикачі серії ВВ / TEL (загальний вигляд, рис.2.19 та його розріз полюсів, рис.2.20) є сучасними вимикачами, в яких реалізовані досягнення у вітчизняній вакуумній комутаційної техніки і електромеханіки, що дозволили створити апарати найбільш високого технічного рівня, які не потребують ремонту протягом всього терміну служби [3].



Рис.2.19. Загальний вигляд вимикача ВВ/TEL: 1 - контактні виводи; 2 – полюси вимикача; 3 – корпус приводу.

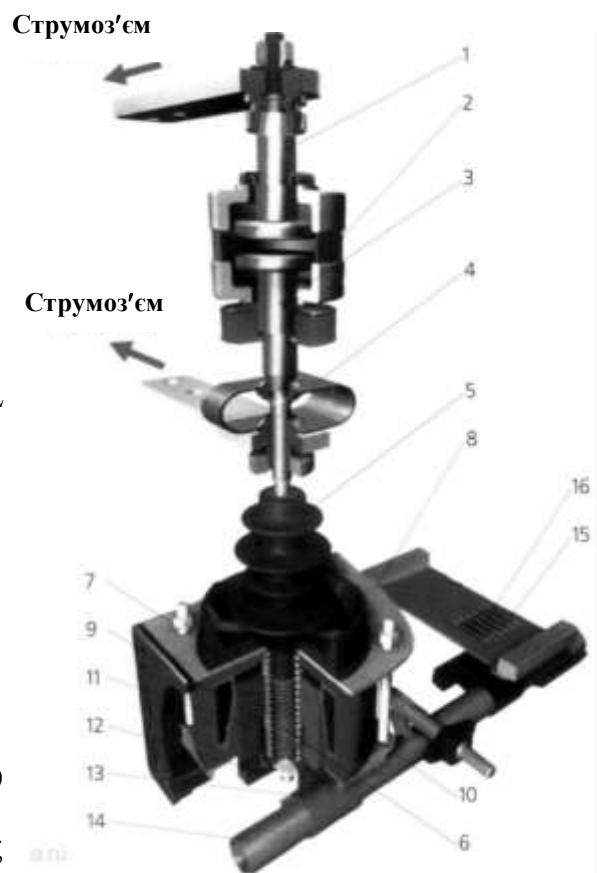


Рис.2.20. Розріз полюсу вимикача ВВ/TEL

у відключеному стані: 1 - нерухомий контакт ВДК; 2 - вакуумна дугогасильна камера (ВДК), 3 - рухомий контакт ВДК; 4 - гнучкий струмовідвід; 5 - тяговий ізолятор; 6 - пружина підтискання; 7 - вимикаюча пружина; 8 - верхня кришка; 9 - котушка; 10 - кільцевий магніт; 11 - якір;

12 - втулка якоря; 13 - кулачок; 14 - вал приводу вимикача; 15 - постійний магніт; 16 - геркони (контакти для зовнішніх допоміжних кіл).

Привод типу "магнітна защіпка" складається з електромагніту, сполученого рухливим контактом. При подачі напруги сердечник магніту втягується в котушку, впливаючи на рухливий контакт, і відбувається замикання кола.

Для того, щоб економити електроенергію, після включення

використовують "магнітну защіпку", яка виконана у вигляді постійного магніта, розташованого поверх котушки приводу. При поданому на котушку напруги цей магніт за рахунок поля намагнічується і при знятті напруги залишкове поле утримує систему у включеному стані. Для виключення (розмикання) кола подається сигнал зворотної полярності.

Оскільки із-за вакууму усередині камери відсутні умови для відведення тепла від зони горіння дуги за допомогою конвекції, то цю проблему вирішують за рахунок збільшення перерізи струмопровідних проводів.

Принципові конструктивні схеми і загальний вид найбільш поширених вакуумних дугогасильних камер наведено на рис.2.21.

Найбільш поширена камера, яка зображена на рис.2.21,а. Тут контакти оточені головним електростатичним екраном, який служить для охолодження та конденсації на ньому парів металу, що утворюються в камері при комутації вимикача. Крім центрального екрану на обох фланцях передбачені кінцеві екрани, що захищають від попадання на поверхню ізоляційного корпусу парів металу, що прибувають у процесі комутації до торцевих фланців камери і відбиваються від них у між контактний проміжок.

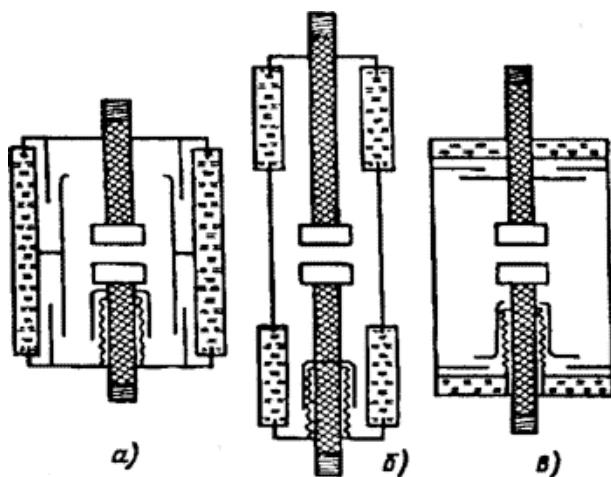


Рис.2.21. Принципові схеми вакуумних дугогасильних камер.

Ізоляційний корпус може бути виготовлений з газонепроникного матеріалу неорганічного походження. В середині корпусу, кріпиться головний екран. Герметизація рухомого контакту камери виконується за допомогою сільфона, що розміщується також всередині камери, що оберігає його від зовнішніх пошкоджень.

Дещо інша конструкція дугогасильної камери показана на рис.2.21,б. Діаметр корпусу цієї камери менше, ніж у попередньої, що досягнуто за

рахунок значного збільшення її довжини. Головний електростатичний екран є тут частиною корпусу, ізоляція останнього забезпечується двома ізоляційними циліндрами, по одному з кожної сторони екрану.

Конструкція вакуумної камери, наведеної на рис.2.21,в, використовують дуже рідко, в основному на напругу не більше 3 кВ. При конструюванні вакуумних камер слід враховувати можливість деякого розм'якшення металевих деталей у процесі їх нагрівання при виготовленні камери, зокрема, при термообробці, дегазації і т.п. Конструкція дугогасильної камери і технологічний режим її збірки мають бути такі, щоб при її виготовленні виключалося потрапляння забруднень всередину камери. Герметизація ущільнювальних вузлів у місцях стиків метал - кераміка здійснюється за допомогою електронного зварювання.

Після технологічних операцій по хімічному очищенню слідує дегазація деталей у вакуумній печі.

Остаточна складальна операція полягає в зварюванні стику метал-кераміка, або у зварюванні з'єднання метал - метал. Після цього камери піддають вакуумуванню і термообробці з наступним запаюванням наглухо відкачаного каналу (штенгеля).

В якості матеріалу контактів вакуумних камер використовуються металокерамічні композиції, які мають специфічні властивості.

Сильфони виготовляються з нержавіючої сталі. Є два різновиди сильфонів. Одні виконуються з плавно закругленим профілем на згинах, одержують розкочуванням на верстаті, або формуванням за допомогою гідравлічного преса. Сильфони іншого різновиду виконуються з V-образним профілем згинів: ці сильфони виконуються з набору плоских шайб, що зварюються між собою поперемінно по внутрішньому і по зовнішньому діаметру. Вибір того чи іншого різновиду залежить від ряду причин, і віддати перевагу будь-якій одній з них непросто. Але коли потрібно сильфон великого діаметру з великим ходом, краще зварні сильфони.

Вимірювання тиску в камері після її остаточної герметизації проводиться

після виготовлення камери (через 7 - 10 діб). Для цього використовується метод магнетрона (одночасно накладеними поздовжніми магнітними і електричними полями). Струм, що протікає при цих умовах між контактом і екраном, і служить мірою залишкового тиску газу.

Однозначна коректна обробка результатів вимірювання тиску надзвичайно складна, оскільки тиск у вакуумній камері визначається різними процесами, що перебувають у динамічній рівновазі. Кожна конкретна камера буде володіти тільки їй властивими характеристиками зміни тиску в часі, що знаходяться в безпосередній залежності від властивостей конструкційних матеріалів і технологічного процесу.

Більшість фірм гарантує 25-річний термін служби вакуумної дугогасильної камери. Однак це слід вважати вкрай заниженим терміном, оскільки при комутації струму в дугогасильних камерах відбувається часткове випаровування металу електродів і утворені пари конденсуються потім у вигляді нальоту на екранах і контактах. У результаті виявляється ефект гетерування, приводить звичайно до ще більшого зниження тиску в камері, через що протягом терміну служби вакуумних вимикачів тиск у вакуумних дугогасильних камерах, як правило, знаходиться в діапазоні 1,3 Па, хоча протягом тривалого терміну експлуатації такого пристрою можливо і погіршення, і поліпшення вакууму. Для забезпечення високої вимикаючої здібності і необхідної ізоляційної міцності достатньо, щоб тиск газу у вакуумній дугогасильній камері знаходилося в межах 0,13 - 1,3 Па. На практиці для гарантії високої надійності вакуумних дугогасильних камер протягом тривалого терміну експлуатації використовуються набагато більш низькі тиски.

Особливості горіння дуги у ВДК.

Горіння дуги відбувається в парах металу контактів за наявності явища автоелектронної емісії : це виділення електронів з поверхні електроду при дії сильного електричного поля.

Процес виникнення дуги і її гасіння відбувається таким чином: при виникненні аварійної ситуації (к.з. в електричній мережі) відбувається

розмикання контактів (по сигналу релейного захисту). У перший момент між контактами залишаються містки (за рахунок шорсткості поверхні), які розплавляються великим струмом к.з. і при високій температурі відбувається випар металу.

Пари металу, що з'явилися, бомбардуються електронами, що вийшли з поверхні електроду за рахунок автоелектронної емісії і відбувається іонізація парів, з'являється дуга між контактами, звана вакуумною дугою; ця дуга горить до тих пір, поки існують умови для появи парів металів.

При швидкому розмиканні контактів процес іонізації парів швидко припиняється (містки відсутні) і дуга гасне за 10-15 мс.

Один з головних недоліків вакуумних вимикачів являється можливість генерування перенапруги в електричній мережі.

Одна з головних причин перенапруги при комутації кола вакуумних вимикачів являється явище, зване "зрізом" струму, тобто розмикання кола між контактами за наявності струму в електричному колі, тобто струм після погашення дуги не дорівнює нулю.

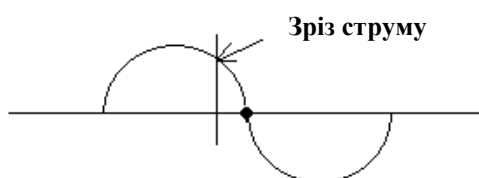


Рис.2.22. Зріз струму в колі, як причина виникнення перенапруги в мережі.

Зазвичай струм зрізу складає 10-15 А.

Другою причиною появи перенапруги є повторний пробій міжконтактного проміжку і виникнення явища "ескалація напруги".

У вакуумному вимикачі існує явище холодного зварювання, тобто приварювання контактів при тривалому їх замиканні. Ця проблема вирішується введенням домішки в матеріал контактів.

Зниження величини струму, що зрізується, забезпечується за рахунок добавки в матеріал контактів сурми від 2-5%.

Як контактні матеріали у ВДК використовують мідно-вісмутові, мідно-хромові і мідно-берилієві сплави.

Особливості конструкції контактів.

Для підвищення комутаційної здатності застосовуються заходи, що забезпечують безперервне переміщення дуги під дією магнітного поля, що створюється струмом, що відключається. У вакуумних камерах на напругу 10 кВ і номінальні струми відключення до 31,5 кА застосовують контакти з поперечним по відношенню до дуги магнітним полем.

На вищу напругу і струми до 100 кА застосовують контакти з подовжнім магнітним полем.

Найбільшого поширення набули два різновиди контактів :

1. Контактна система типу *"спіральна пелюстка"*, що змушує безупинно обертатися по поверхні контактів стиснену дугу і тепло від дуги не устигає проникнути глибоко в метал.

Ефективність обертання дуги залежить від кривизни спіралі. Чим більше кривизна, тим вище ефективність гасіння дуги.

Відбувається зміна напрямку струму на 90 градусів. Це забезпечує безперервне обертання дуги по поверхні контакту.

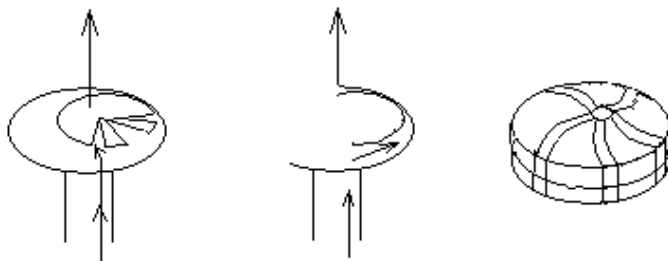


Рис.2.23. Особливості конструкції контактів вакуумних вимикачів.

У міжконтактному проміжку ВДК залежно від конструкції і величини струму вакуумна дуга може підтримуватися в дифузній формі при струмах 5-7 кА або стислій формі при великих струмах. Дифузна дуга існує у вигляді декількох паралельних дуг, через кожну з яких може протікати струм до декількох сотень ампер.

2. Контактна система *чашикоподібного типу*, яка перешкоджає утворенню стислої локалізованої дуги, яка залишається в дифузному стані, що полегшує процес дугогасіння.

Вимикач серії ВВ/TEL з електромагнітним приводом, з магнітною

защіпкою застосовують в шафах КРП внутрішньої і зовнішньої установки, як при новому будівництві, так і при заміні вимикачів минулих років випуску.

Відмінні особливості: високий комутаційний ресурс; високий механічний ресурс; не потрібно проведення поточного і середнього ремонту; мале споживання потужності по колу оперативного живлення; малі габарити і вага.

2.4 Плавкі запобіжники

Плавкі запобіжники – це апарати призначені для автоматичного одноразового відключення електричних кіл при перевантаженні та к.з. Відключення кіл запобіжником здійснюється шляхом розплавлення плавкої уставки, що нагрівається струмом, який протікає по колу, що захищається. Після відключення кола плавка уставка повинна бути замінена вручну.

Плавкі запобіжники мають різну конструкцію корпусів і розраховуються на струми від міліампер до тисяч ампер.

Запобіжники характеризуються номінальним струмом плавкої уставки, на який розрахована плавка уставка для тривалої роботи. У той самий корпус можуть бути вставлені плавкі уставки на різні номінальні струми. Тому сам запобіжник характеризується номінальним струмом запобіжника, який дорівнює найбільшому з номінальних струмів уставок, призначених для даної конструкції запобіжника. Найбільший струм, який може бути відключений запобіжником без пошкодження або деформації його частин, називається граничним струмом відключення.

У нормальному режимі тепло, що виділяється струмом навантаження у плавкій уставці, передається в навколишнє середовище і її температура не перевищує допустиму. При перевантаженнях та к.з. температура уставки збільшується, що призводить до її розплавлення. Чим більший струм, тим менше час плавлення уставки. Залежність часу плавлення (спрацювання) уставки від величини протікаючого струму $t=f(I)$ називається захисною характеристикою запобіжника (рис.2.24).

При збільшенні номінального струму плавкої вставки захисні характеристики запобіжника зміщуються вправо.

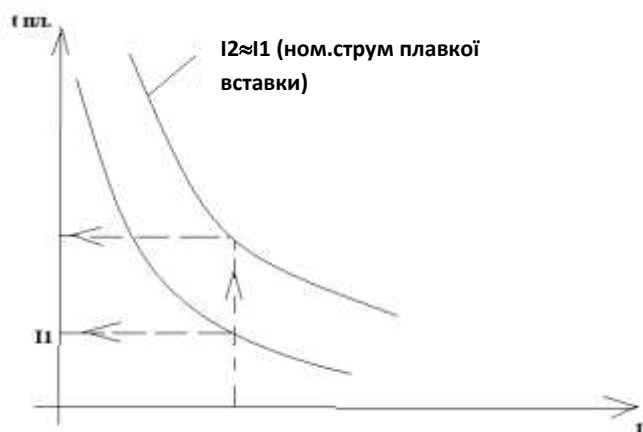


Рис.2.24. Захисна характеристика запобіжника [2].

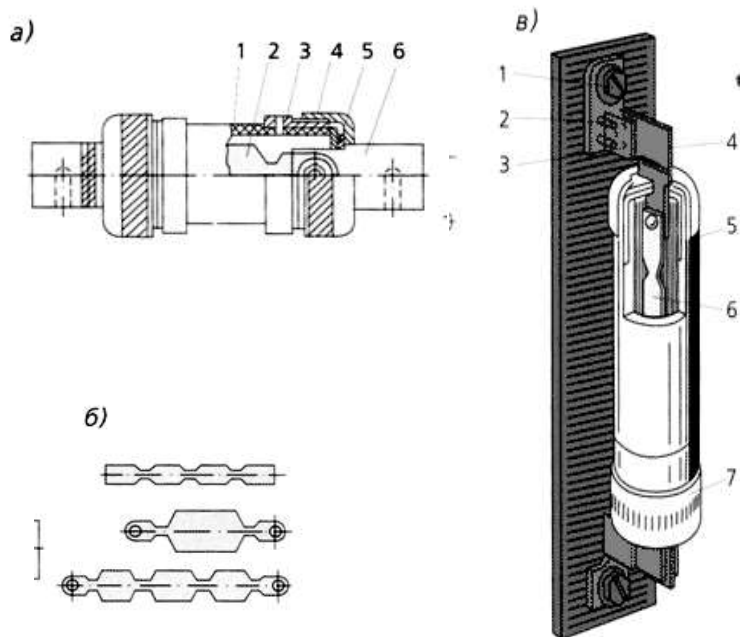
Плавкі уставки є основним елементом запобіжників і можуть виготовлятися з міді, цинку, свинцю та срібла. Мідь і срібло

мають малий питомий опір, переріз уставки невеликий, що забезпечує їх швидке спрацювання. Такі уставки використовують у запобіжниках з наповнювачем (як правило, кварцовим піском). Срібні уставки не окисляються і їх характеристики стабільні, але їх велика вартість уможлиблює використання лише у відповідальних випадках. Цинк і свинець мають великий питомий опір, тому виготовлені з них плавкі уставки мають великий переріз та великі витримки часу при перевантаженнях і можуть застосовуватись в запобіжниках без наповнювачів.

Щоб забезпечити швидке спрацювання запобіжника, не допускаючи високих температур, використовують так званий *металургійний ефект* – явище розчинення тугоплавких металів у рідких, менш тугоплавких.

Типи плавких запобіжників: ПК – з кварцовим наповнювачем; ПР – розбірні; ПН – не розбірні; ПКТ – для захисту трансформаторів напруги; ПКН – для зовнішньої установки; ПКУ – посилені; ПСН – стріляючі для зовнішньої установки.

Запобіжники до 1000 В. Запобіжники із закритими розбірними патронами без наповнювача типу ПР-2 виготовляються на напругу 220, 500 В і номінальні струми 15 – 1000 А з граничним струмом відключення 1200-2000 А (рис.2.25).



латунний ковпачок.

Рис.2.25.Запобіжник ПР-2: а - загальний вид патрону;

б - форми плавких вставок; 1

- фіброва трубка; 2 - плавка

вставка; 3 - латунна втулка; 4

- ковпачок; 5 - шайба, 6 - ніж,

в – установка запобіжника; 1

- затискач; 2 - пружина; 3 -

контактна стійка; 4 -

контактний ніж; 5 - фібровий

патрон; 6 - плавка вставка; 7 -

Запобіжники насипні типу ПН - 2 застосовуються для захисту силових кіл до 500 В і номінальні струми 100 - 600 А (рис.2.26).

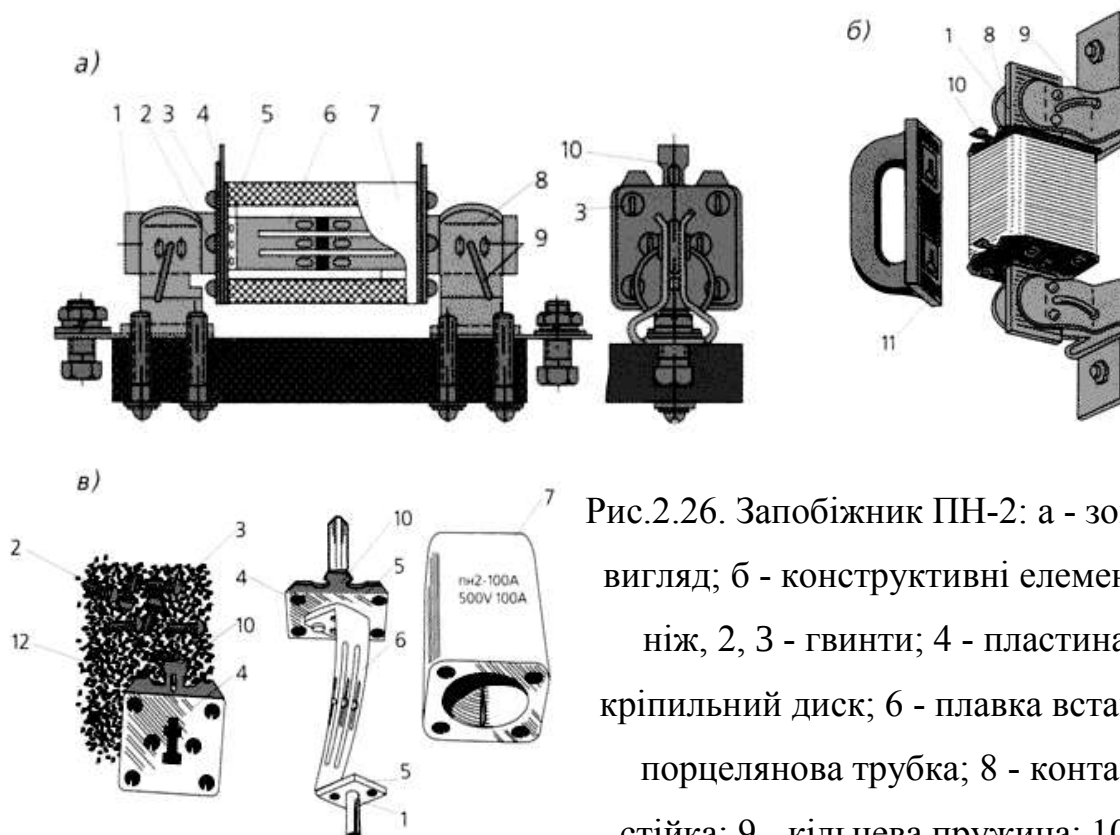


Рис.2.26. Запобіжник ПН-2: а - зовнішній вигляд; б - конструктивні елементи: 1 -

ніж, 2, 3 - гвинти; 4 - пластина; 5 -

кріпильний диск; 6 - плавка вставка; 7 -

порцелянова трубка; 8 - контактна

стійка; 9 - кільцева пружина; 10 - Т –

подібний виступ для рукоятки; 11 - знімна рукоятка; 12 - кварцовий пісок.

Плавкі уставки 6 виконуються з однієї або декількох мідних стрічок товщиною 0,15 – 4 мм з прорізами, які зменшують переріз уставки в 2 рази.

Для зниження температури плавлення уставки використовують *металургійний ефект* – на смужки міді напаяють кульки олова. При цьому температура плавлення не перевищує 475°C, що забезпечує цим запобіжникам *струмообмежуючий ефект*. Недоліком їх є однократність дії і необхідність заміни всього запобіжника після його спрацювання. В даний час в електроустановках до 1000 В замість запобіжників застосовують автоматичні вимикачі.

Плавкі запобіжники на напругу вище 1000 В. Високовольтні запобіжники мають те ж саме призначення і принцип роботи, що і запобіжники до 1000 В.

Запобіжники серії ПК із дрібнозернистим наповнювачем виготовляються на напругу 3; 6; 10; 35 кВ та номінальні струми 400, 300, 200 і 40 А відповідно.

Такі запобіжники мають струмообмежувальний ефект. Повний час відключення їх при струмах к.з. складає від 0,005 до 0,007с. На рис.2.27 показаний запобіжник ПК-10 на напругу 10 кВ і номінальний струм 200 А.

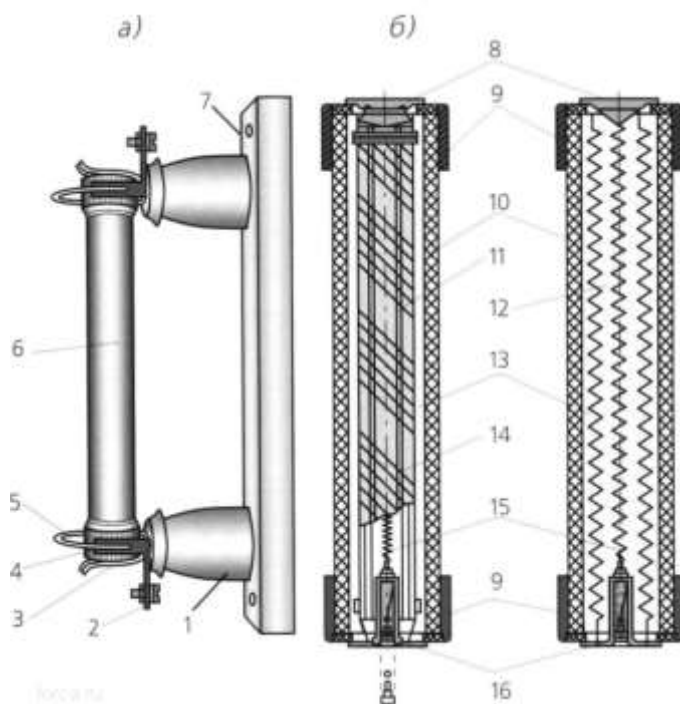


Рис.2.27. Запобіжник ПК - 10: а - загальний вид, б - патрон з плавкою вставкою на керамічній основі, в - патрон з плавкою вставкою у вигляді спіралі; 1 - опорний ізолятор; 2 - контактні затискачі; 3 - упор, 4 - контактні губки; 5 - фіксуєчий замок; 6 - патрон; 7 - підставка; 8 - кришка; 9 - латунні обойми; 10 - порцелянова трубка; 11 - плавка вставка; 12 - спіральна плавка вставка; 13 - кварцовий пісок; 14 - керамічна основа; 15 - сталева плавка вставка; 16 - вказівник спрацювання.

Для забезпечення нормальних умов гасіння дуги плавкі уставки (мідні або срібні) повинні мати значну довжину і малий переріз. Це досягається застосуванням декількох паралельних уставок, намотаних на керамічне осердя (рис.2.27,б), а при великих струмах, декількох спіральних уставок (рис.2.27,в).

Спрацювання запобіжника визначається по вказівнику 16, що виштовхується пружиною з трубки після перегорання сталеві уставки, котра нормально утримує пружину в підтягнутому стані. Сталева уставка перегорає після робочих уставок, коли по ній проходить весь струм

При к.з. спочатку розплавляється мідна, а потім сталева уставка. Під дією пружини контактний ніж повертається і витягує з трубки гнучкий провідник.

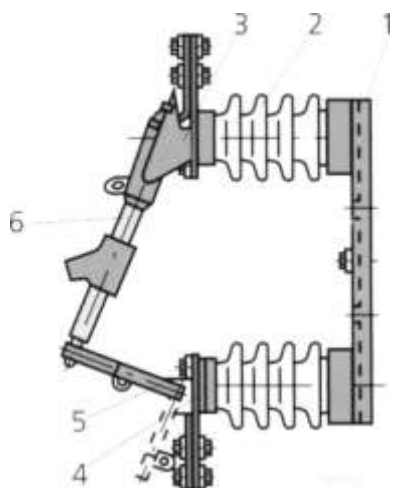


Рис.2.28. Газогенеруючий запобіжник ПСН - 35 на напругу 35 кВ і номінальний струм 40 А: 1 - основа; 2 - опорний ізолятор; 3 - верхня головка; 4 - нижня головка; 5 - контактний ніж; 6 - патрон.

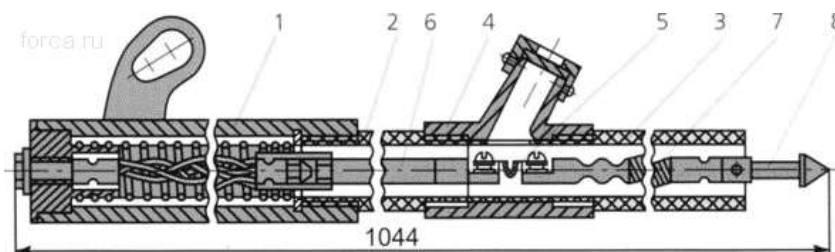


Рис.2.29. Патрон газогенеруючого запобіжника ПСН – 35: 1 - корпус, 2-3 - вінілпластові трубки, 4 - сталевий патрубок; 5 - плавка вставка; 6 - струмоведучий стержень; 7 - гнучкий провідник, 8 - наконечник.

Дуга, яка виникла після розплавлювання уставок, затягується в трубку, де під дією високої температури дуги інтенсивно виділяється газ. Тиск у трубці досягає 100 – 200 Па, створюється інтенсивне поздовжнє дуття, що гасить дугу.

Гасіння супроводжується викидом розігрітих газів і потужним звуковим ефектом – пострілом. У зв'язку з цим такі запобіжники встановлюються у відкритих РП таким чином, щоб у зоні вихлопу не було електричних апаратів.

Запобіжники - роз'єднувачі вихлопного типу ПРВТ-10 (рис.2.30)

призначені для захисту силових трансформаторів і розподільних систем від к.з. і граничних перевантажувальних струмів частотою 50 Гц, а також включення і відключення ділянок електричного кола (з ізолюваною або заземленою нейтраллю) з відключеним навантаженням за наявності в них ємкісних і індуктивних струмів, а також і за відсутності в колі напруги за допомогою оперативної штанги.

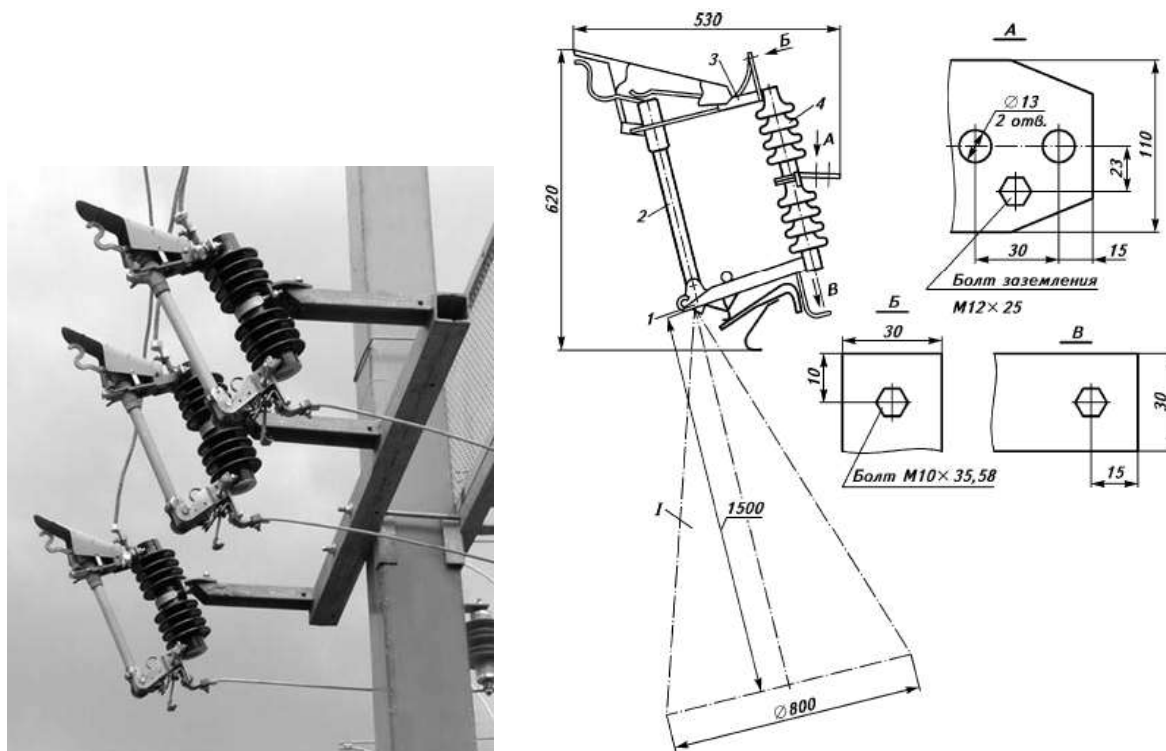


Рис.2.30. Зовнішній вигляд, габаритні і приєднувальні розміри запобіжника - роз'єднувача типу ПРВТ-10.ПУ1: 1 - нижня контактна система; 2 - тримач замінюваного елементу; 3 - верхня контактна система; 4 - ізолятор; І - зона вихлопу при номінальному струмі відключення 6,3 кА (при менших струмах відключення зона вихлопу зменшується).

Запобіжники-роз'єднувачі виготовляються в однополюсного виконання і поставляються для монтажу триполюсного або двополюсного апаратів на місці експлуатації. При цьому полюси механічно не зв'язані один з одним.

У місці встановлення запобіжників-роз'єднувачів параметри електричного кола не повинні перевищувати технічні характеристики запобіжників-

роз'єднувачів.

Замінюваний елемент вибирається з врахуванням тривалого струму навантаження в місці установки запобіжника-роз'єднувача, координації спрацьовування ПРВТ і інших комутаційних пристроїв, для чого необхідно враховувати сумарний час плавлення замінюваного елемента і час гасіння дуги при відключенні запобіжника-роз'єднувача. Час плавлення наведено на характеристиках запобіжника, час гасіння дуги не перевищує 0,02 с.

Коефіцієнт K гранично допустимих перевантажень має бути не менше 0,6.

У разі потреби установки в електричних колах запобіжників-роз'єднувачів з мінімальним струмом плавлення $3 \cdot I_{\text{ном}}$ слід застосовувати запобіжники-роз'єднувачі на такі номінальні струми, аби величина подвоєного номінального струму апарату дорівнювала (або несуттєво відрізнялася) трикратному номінальному струму електричного кола, в якому він встановлюється.

Автоматичне відкидання патронів при ожеледі не гарантується, проте захисні функції запобіжника зберігаються.

Основні технічні дані запобіжників-роз'єднувачів приведені в додатку Б.

При встановленні ПРВТ на траверсах замовника відстань між осями полюсів має бути визначена з врахуванням розмірів зони вихлопу при максимальному струмі к.з.

Механічна зносостійкість запобіжників-роз'єднувачів:

- 300 операцій "установка-витягання", "включення і автоматичне відкидання" тримача замінюваного елемента (режим запобіжника);
- 2000 операцій "включення-відключення" із заміною через кожних 300 операцій тримача замінюваного елемента (режим роз'єднувача).

Комутаційний ресурс - не менше 5 відключень 100% номінального значення струму відключення або не менше 7 відключень (60-80%) номінального значення струму відключення.

Замінювані елементи виконуються з двома типами струмово-часових характеристик плавлення: типу "К" – швидкі і типу "Т" – повільні (додаток Б).

Необхідність заміни тримача замінюваного елемента визначається по його

стану в процесі експлуатації. Кінцева або проміжна опори мають бути виконані на базі залізобетонних стійок завдовжки 10,5 м (або подібних).

2.5 Вимикачі навантаження та їх приводи

Вимикач навантаження - комутаційний апарат, який служить для відключення-включення під навантаженням підключеного через нього ділянки електричної мережі, і, як правило, представляє собою автогазовий вимикач. На відміну від силових вимикачів, вимикачі навантаження не призначені для комутації струмів к.з. (для захисту приєднання від яких встановлюються запобіжники), але при цьому мають меншу вартість. Вимикач навантаження поширений комутаційний апарат в розподільних мережах 6, 10 кВ [3].

Випускають вимикачі навантаження різних типів і варіантів: ВНР - для відключення і вимикання струмів навантаження і ВНРп - для відключення ліній при коротких замиканнях високовольтним запобіжником.

Умовні позначення вимикачів навантаження розшифровують так: ВНР-10/400-10з - вимикач навантаження з ручним приводом напругою 10 кВ і номінальним струмом 400 А з заземлюючими ножами; ВНР-10/400-10зп - те ж, з запобіжниками і заземлюючими ножами, розташованими за запобіжниками; ВНР-10/400-10зпЗ - те ж, з пристроєм, що забезпечує відключення вимикача при згорянні будь-якого запобіжника. Вимикачі виготовляють для різних кліматичних умов (літера У, а цифра 3 - категорію розміщення).

Вимикачі навантаження без запобіжників застосовують як самостійний комутаційний апарат в малопотужних мережах, а з запобіжниками - у КРП і підстанціях для керування двигунами, а також замість секційних роз'єднувачів.

Вимикачі навантаження відносяться до безоливових, газогенеруючих вимикачів і відрізняються від триполюсних роз'єднувачів внутрішньої установки наявністю пластмасової дугогасильної камери з газогенеруючим вкладишем. Якщо розмикання контакту вимикача відбувається під навантаженням (відключення потужності), виникає електрична дуга. Під дією

високої температури дуги органічне скло виділяє велику кількість газів, що утворюють під тиском інтенсивний потік, який гасить дугу. Дугогасильний пристрій вимикача навантаження називається автогазовим, оскільки дугогасильні камери генерують газу, що сприяють гасінню дуги.

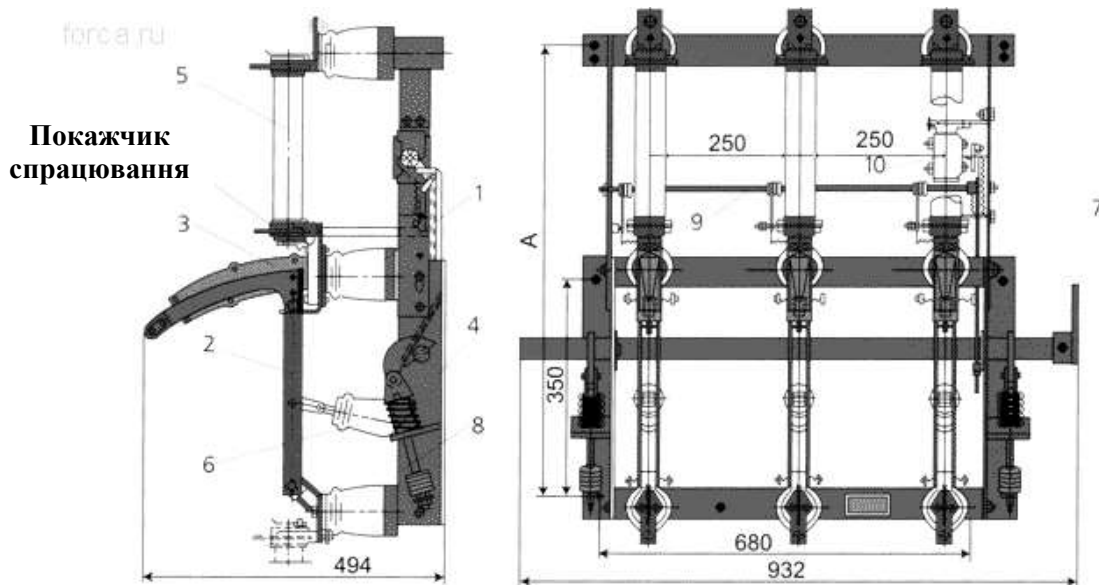


Рис. 2.31. Вимикач навантаження ВНП – 17 з верхнім розміщенням запобіжників: 1 - опорний ізолятор; 2 - ніж; 3 - дугогасильний пристрій, 4 - порцелянова тяга; 5 - патрон запобіжника; 6 - вимикаюча пружина, 7 - важіль для приєднання до приводу, 8 - опорна рама вимикача навантаження; 9 - пристрій, що вимикає вимикач при перегорянні запобіжника на кожному із трьох полюсів; 10 – вимикаючий електромагніт.

Дугогасильний пристрій вимикача (рис.2.32,б) представляє собою пластмасовий роз'ємний корпус скріплений стяжними гвинтами 7, усередині якого в спеціальних поглибленнях розташовані два газогенеруючих вкладиша 9 з оргскла. У щілині, яка утворюється між вкладишами, переміщається рухливий дугогасильний контакт 4. У нижній частині камери розташований нерухомий дугогасильний контакт 8. При відключенні вимикача розмикаються основні контакти (рухливий 5 і нерухомий 2), а потім дугогасильні і де виникає дуга затягується в щілину між вкладишами. Під дією високої температури дуги оргскло інтенсивно виділяє газу, які з великою швидкістю прагнуть вирватися з камери назовні і в соті частки секунди гасять дугу.

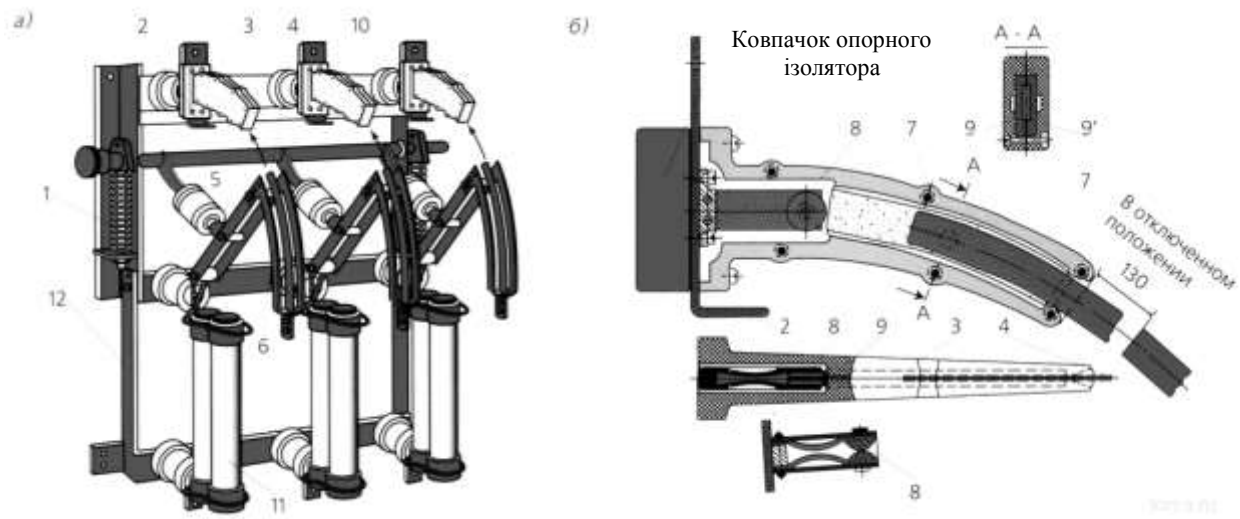


Рис. 2.32. Вимикач навантаження ВНП – 17 з нижнім розміщенням запобіжників: а - загальний вигляд вимикача навантаження; б - дугогасильні камери; 1 - відключаюча пружина; 2 - нерухомий контакт; 3 - дугогасильні камери, 4 - рухливий дугогасильний контакт; 5 - рухомий контакт; 6 - сталева смуга; 7 - стяжні гвинти; 8 - нерухомий дугогасильний контакт; 9 - газогенеруючий вкладиш; 10 – опорний ізолятор; 11 - запобіжник; 12 - рама.

Пристрій вимикача ВНР-10/400-10з показано на рис.2.33. Він складається з зварної рами 1 з валом 15, на якій встановлені три пари опорних ізоляторів 2. На трьох нижніх опорних ізоляторах укріплені контакти 3 з утримувачами основних ножів 4, а на верхніх - дугогасильні камери 5 і основний верхній контакт 6. Рух від валу до ножів передається за допомогою важеля 8 і ізоляційною тяги 7. Обертання валу 15 забезпечується важелем 8, який може бути закріплений на будь-якому його кінці, і тягою, що з'єднує його з приводом.

Два комплекти спеціальних пружин 13, розташованих на стержні, пов'язаному з валом 15 вимикача, забезпечують необхідну швидкість руху рухомих контактів при відключенні вимикача. Для пом'якшення удару при роботі вимикаючих пружин на стержень надіті гумові шайби 14. Для заземлення вимикача передбачено заземлювальний пристрій.

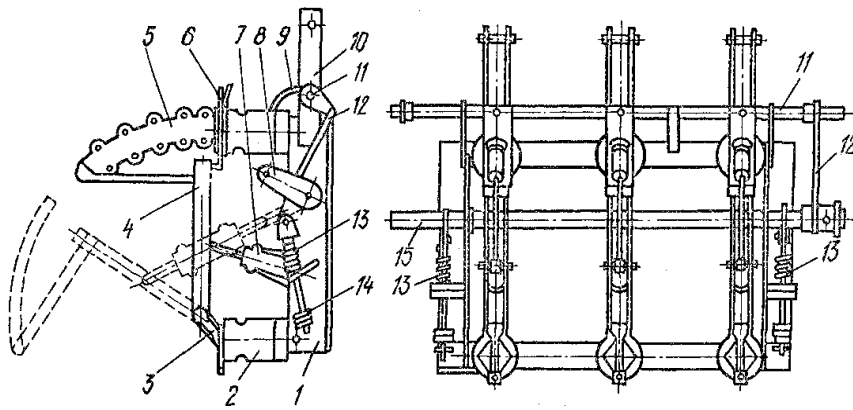
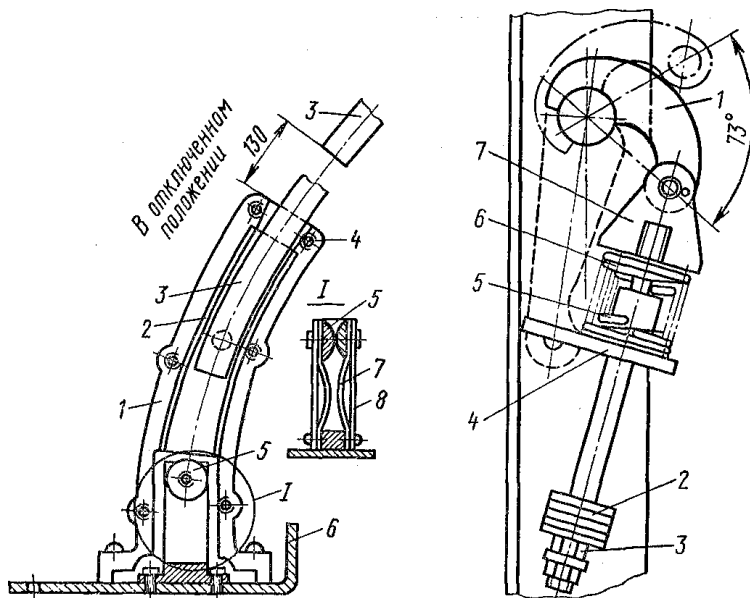


Рис.2.33. Вимикач навантаження ВНР-10/400-103: 10 - заземлюючі ножі; 12 - блокувальна тяга; 9 - гнучкий з'єднувач; 11 - вал заземлювального пристрою.

Заземлюючі ножі вимикача кріпляться до рами додатковими бічними пластинами з боку, протилежного кріпленню запобіжників. Вони складаються з валу з привареними до нього контактними мідними пластинами і блокувального пристрою. Ножі заземлюють верхні або нижні контактні стійки вимикача.



8 - пружна пластина.

Рис.2.34. Вимикаючі пружини (в зведеному стані): 1 - пластмасовий корпус, 2 - вкладиші; 3, 5 - рухомий і нерухомий дугогасильні контакти; 4 - отвори для з'єднувальних гвинтів; 6 - основний нерухомий контакт вимикача; 7 - гнучкий зв'язок;

Найпростіша механічне блокування між валами вимикача і заземлювальних ножів виключає включення останніх при включеному вимикачі і включення вимикача при включених ножах. Управління заземлюючим пристроєм здійснюється за допомогою приводу ПР-2 (або іншого ручного приводу), який встановлюється з протилежного боку приводу

вимикача.

При використанні вимикача навантаження для автоматичного включення відключають пружини 5 і 6 (рис.2.34) встановлюють між планкою 4 і гумовими шайбами 2. В результаті при відключеному вимикачі пружини будуть знаходитися в стислому стані та звільнення засувки приводу призведе до включення вимикача. До вимикача навантаження може кріпитися на пів-рамі, на якій змонтовано три опорних ізолятора з тримачами запобіжників і пристроєм (рис.2.34, а, б), що подає команду на відключення вимикача при спрацюванні запобіжника.

Вимикачі навантаження застосовуються в тих випадках, коли застосування дорогих вимикачів виявляється неекономічним. Застосовуються для комутації конденсаторних батарей великої потужності, комутації струмів нормального режиму генераторів, трансформаторів 6-10кВ.

Комутують струм навантаження до 200-400А. Для захисту від к.з. в колах з вимикачами навантаження додатково встановлюються кварцеві запобіжники ПК.

Приводи до вимикачів навантаження. Для управління вимикачами навантаження застосовують три типи приводів: ручні (наприклад, ПР-17), ручні автоматичні (ПРА-17) і електромагнітні (ПЕ-11С).

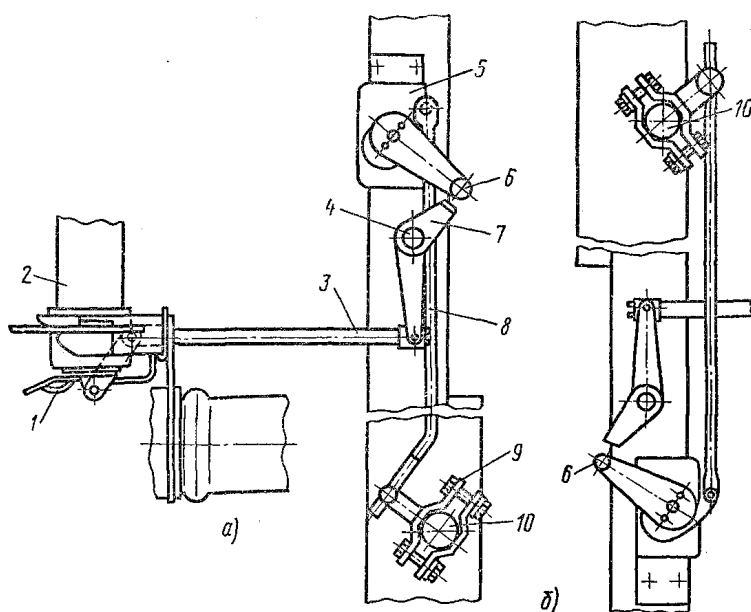


Рис.2.35. Пристрій для відключення вимикача: а-установка на пів-рами над вимикачем, б-установка на пів-рами під вимикачем; 1 - прапорець; 2 - запобіжник; 3, 8 - тяги; 4 - релейний валик; 5 - КСА; 6 - ролик; 7 - зачіпка; 9 - хомут; 10 - вал вимикача.

Приводом ПР-17 включають і відключають вимикачі навантаження вручну, а приводом ПРА-17 включають вручну, а відключають вручну або дистанційно за допомогою електромагніту відключення.

Електромагнітний привод ПЕ-11С забезпечує ручне або дистанційне включення і дистанційне або автоматичне відключення.

Ручне включення здійснюється переміщенням рукоятки включає важіль приводу знизу вгору, а відключення - переміщенням рукоятки вимикаючого важеля зверху або дистанційно - від кнопки з замикаючими контактами.

Ручний привод ПР-17 (ПРА-17) показаний на рис.2.36, а установка вимикача навантаження з приводом - на рис.2.37

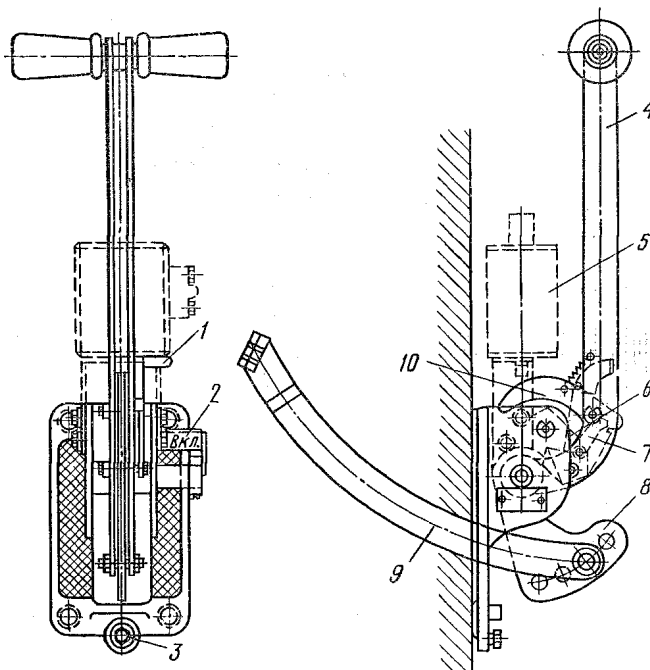


Рис.2.36. Ручний привод ПР-17 (ПРА-17): 1 - важіль для ручного відключення; 2 - покажчик положення; 3 - болт заземлення; 4 - рукоятка; 5 - електромагніт відключення (тільки в приводі ПРА-17); 6 - засувка; 7 - розчіпна собачка; 8 - секторний важіль; 9 - вилка тяги; 10 - відключаюча собачка.

Привод до вимикача навантаження має конструкцію, подібну важеля приводу роз'єднувача, а відрізняється від нього тільки наявністю механізму вільного розчеплення. Пристрій механізму дозволяє рухомих частинам вимикача навантаження від'єднуватися від частин приводу, пов'язаних з рукояткою 4 (див. рис.2.35) або відключає сердечником.

При включеному положенні приводу секторний важіль 8 утримується механізмом вільного розчеплення. При відключенні цей механізм спрацьовує і від'єднує рукоятку 4 від секторного важеля 8. Рукоятка залишається на місці, а

секторний важіль під дією пружин вимикача повертається навколо своєї осі. Отже, швидкість руху ножів вимикача не залежить від швидкості керування приводом, оскільки механізм вільного розчеплення відводить рукоятку від валу вимикача.

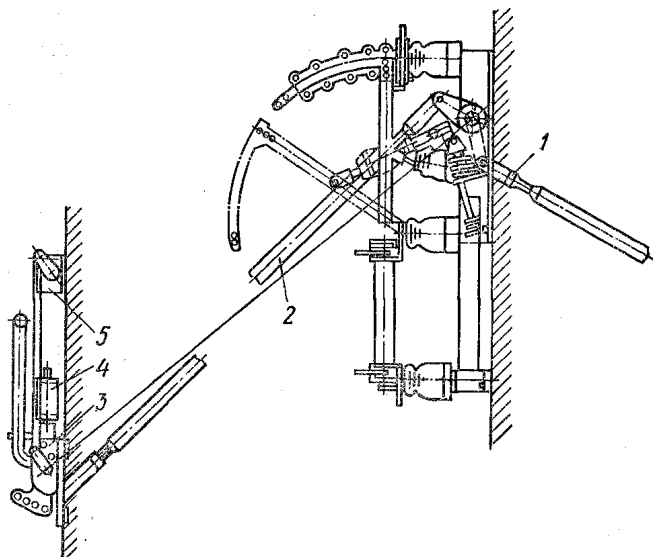


Рис.2.37. Встановлення вимикача навантаження з приводом ПР: 1 - тяга; 2 - вилка; 3 - привод; 4 - електромагніт дистанційного відключення; 5 - допоміжний контакт КСА.

Вимикачі навантаження встановлюють у камерах збірних розподільних пристроїв або на металевих конструкціях у незбірних розподільних пристроях.

Привод розміщують ззаду або спереду вимикача. Основною деталлю передачі від приводу до вимикача є трубчаста тяга з двома виделками; одну з вилок з'єднують з важелем на валу вимикача, іншу - з секторним важелем приводу.

Положення ножів регулюють поворотом ізоляторів осьових контактів. Ножі повинні правильно входити в камери і нерухомі контакти. Хід ножів в камерах не повинен перевищувати 160 мм. Регулювання ходу здійснюють зміною довжини тяги.

На противагу автогазовим розроблені електромагнітні вимикачі навантаження ВНТЕМ-10-630, умовне позначення яких розшифровується так: В - вимикач, Н - навантаження, Т - триполюсні, ЕМ - електромагнітний, 10 - номінальна напруга, кВ, 630 - номінальний струм, А. Вимикачі служать в якості оперативного і захисного апарату для комутації активних та реактивних навантажень в мережах змінного струму напругою 6-10 кВ. Для управління ними застосовують приводи - пружинний ГШ-74 та ручні ПР-17 і ПРА-17.

Вимикач ВНТЕМ-10-630 має щілинну камеру з магнітним дуттям. Принцип гасіння дуги і схема конструкції такі: кожна з трьох систем магнітного дуття вимикача складається з П-подібного електромагніту і дугогасильні камери, утвореної двома керамічними плитками, між якими фіброві прокладками створюється вузька щілина шириною 1,5 мм.

Електромагніт складається з осердя з котушкою і двох бічних полюсних наконечників. У нижній частині камери розміщується нерухомий дугогасильний пальцевий контакт, який приєднується до струмоведучого контуру через котушку магнітного дуття.

2.6 Елегазові вимикачі високої напруги та їх приводи

Одним з найбільш розвиваючих напрямків є створення нових конструкцій вимикачів змінного струму високої і надвисокої напруги, що відрізняються меншими габаритами і відповідають вимогам сучасної енергетики за комутаційної здатності і надійності, є застосування дугогасних середовищ, більш ефективних у порівнянні з повітрям і маслом. Рішення задачі може бути отримане шляхом використання замість повітря газу, який володів би більш високою електричною міцністю і відключаючою здатністю. Таким газом є *шестифториста сірка SF₆ - елегаз* (електротехнічний газ без кольору і запаху). Використання елегазу для цих цілей обумовлено вдалим поєднанням у ньому високих ізоляційних і дугогасильних властивостей. Ці переваги елегазу сприяли, особливо в останнє десятиліття, розвитку розробок і вдосконалення елегазових вимикачів [3].

У порівнянні з повітрям елегазу властиві наступні переваги:

1. Електрична міцність в 2,5 рази вище, ніж в повітря. При тиску 0,2 МПа електрична міцність елегазу наближається до міцності трансформаторного масла.

2. Висока питома об'ємна теплоємність (майже в 4 рази вище, ніж у повітря) дозволяє збільшити навантаження струмоведучих частин і зменшити

масу міді у вимикачі.

3. Номінальний струм відключення камери поздовжнього дуття з елегазом в 5 разів вище, ніж з повітрям.

4. Мала напруженість електричного поля в стовпі дуги. Завдяки цьому різко скорочується знос контактів, зменшується ефект термодинамічної закупорки сопла. Це дозволяє збільшити відстань між контактами, підвищити напругу на кожному контактному проміжку і допустиму швидкість відновлення напруги.

5. Елегаз є інертним газом, не вступає в реакцію з киснем і воднем, слабо розкладається дугою. Елегаз нетоксичний, хоча деякі продукти розкладання небезпечні.

Недоліком елегазу є висока температура скраплення. Так, наприклад, при тиску 1,31 МПа перехід елегазу з газоподібного стану в рідкий відбувається при температурі 0°C. Це змушує використовувати його або з підігрівним пристроєм, або при низькому тиску. При тиску 0,35 МПа температура скраплення дорівнює - 40°C. Для електричних апаратів застосовується газ з високим ступенем очищення від домішок, що ускладнює і здорожує його отримання.



Рис.2.38. Зовнішній вигляд елегазового вимикача.

Дугогасильна здатність елегазу найбільш ефективна при великій швидкості його струї щодо палаючої дуги. Можливі наступні виконання дугогасильних пристроїв (ДУ) з елегазом:

- 1) з автопневматичним дуттям - необхідний для дуття перепад тиску створюється за рахунок енергії приводу;
- 2) з охолодженням дуги елегазом при її русі, викликаному взаємодією

струму з магнітним полем;

3) з гасінням дуги за рахунок перетікання газу з резервуара з високим тиском у резервуар з низьким тиском (вимикачі з подвійним тиском).

Дугогасильний пристрій з автопневматичним примусовим дуттям показано на рис.2.39. Воно розташовується в герметичному баку з тиском елегазу 0,2 - 0,28 МПа. При цьому вдається отримати необхідну електричну міцність внутрішньої ізоляції. При відключенні дуга виникає між нерухомим 1 і рухомим 2 контактами. Разом з рухомих контактом 2 при відключенні переміщуються сопло 3 з фторопласту, перегородка 5 і циліндр 6. Так як поршень 4 при цьому нерухомий, елегаз стискається і його потік, проходячи через сопло, поздовжньо омиває дугу і забезпечує її ефективне гасіння.

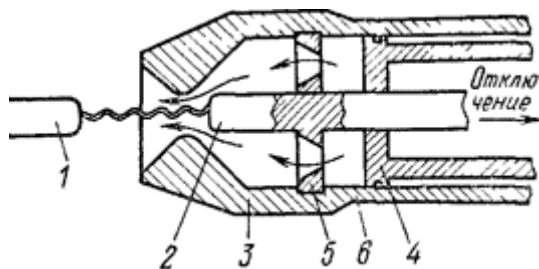


Рис.2.39. Схема дугогасильного пристрою елегазового вимикача з автопневматичним дуттям.

Для КРП розроблені елегазові вимикачі з номінальною напругою 110 і 220 кВ, номінальним струмом 2 кА і номінальним струмом відключення 40 кА. Час відключення 0,065, час включення 0,08 с, номінальний тиск елегазу 0,55 МПа, привід пневматичний з тиском повітря 2 МПа.

Камера ДП елегазового вимикача на 220 кВ з двома розривами на полюс показано на рис.2.40.

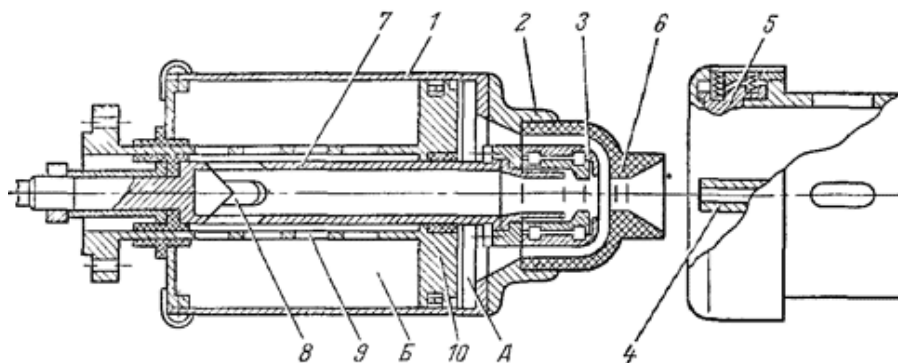


Рис.2.40. Дугогасильні камери елегазового вимикача.

При включенні вимикача циліндр 1 разом з пов'язаними з ним головним 2 і дугогасильним 3 контактами переміщується вправо. При цьому труба 2 входить у розетку 5, а розетка 3 з'єднується з контактом 4. Сопло з фторопласту 6 також переміщується вправо і насувається на порожнистий трубчатий контакт 4. У порожнину А засмоктується елегаз, а з порожнини Б елегаз витісняється.

При відключенні циліндр 1 і труба 7 переміщуються вліво. Спочатку розходяться головні контакти (2, 5), потім дугогасильні (3, 4). У момент розмикання контактів 3 і 4 виникає дуга, яка піддається обдуванню газом. Поршень 10 залишається нерухомим. В області А утворюється стиснений газ, а в області Б - розріджений. В результаті газ перетікає з області А через порожній контакт 7 в область Б через отвори 8 і 9 під дією різниці тисків. Великий перепад тисків дозволяє отримати необхідну (критичну) швидкість обдування дуги. При важких умовах відключення дуга гаситься також за рахунок її охолодження в соплі 6 після виходу його з контакту 4.

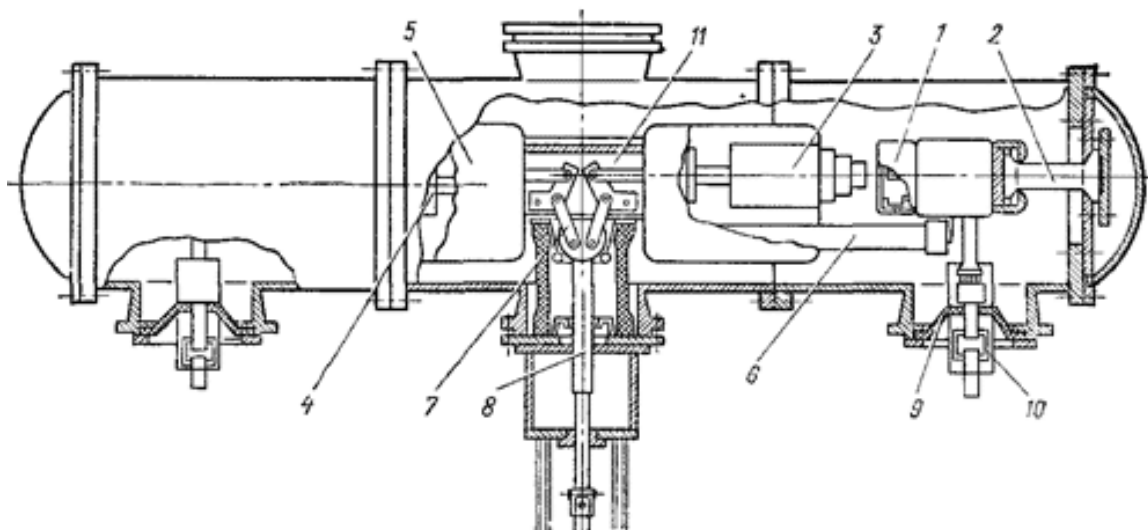


Рис.2.41. Пристрій елегазового вимикача для КРПЕ-220 на напругу 220 кВ.

Нерухомий контакт вимикача 1 прикріплений до бака вимикача на литому ізоляторі 2. Вимикач має два ДП 3 і 4, з'єднаних послідовно через корпус 11. Рівномірний розподіл напруги по ДП забезпечується керамічними конденсаторами 6. Для усунення коронування ДП закриті екранами 5. Циліндри 3 та 4 наводяться в рух ізоляційної штангою 8 через механізм важеля 7.

Включення і відключення вимикача проводиться пневматичним приводом.

Вимикач заповнений елегазом при тиску 0,55 МПа. Нерухомі контакти вимикача 1 виведені з бака через прохідний герметизований ізолятор 9 і 10 елегаз - елегаз, що означає перехід з порожнини вимикача, наповненого елегазом, в порожнину комплектного розподільного пристрою, також заповнену елегазом. Тут 9 - ізоляційна перегородка, 10 - роз'ємний контакт розеткового типу. Такий ізолятор дозволяє зберегти у вимикачі елегаз при від'єднанні його від КРПЕ.

Описаний елегазовий вимикач має високі технічні показники і допускає 20-кратне відключення струму к.з. граничного значення 40 кА без ревізій. Витік елегазу з бака не перевищує 1% на рік. *Термін служби* вимикача до капітального ремонту становить 10 років. Розроблено ДП з номінальною напругою 220 кВ на один розрив і струмом відключення 40 кА при високій швидкості відновлення напруги. Дослідні зразки елегазових вимикачів допускають струм відключення до 100 кА при напрузі на розриві 245 кВ і струм 40 кА при напрузі на розриві до 362 кВ. Елегазові вимикачі найбільш перспективні для напруг вище 35 кВ.

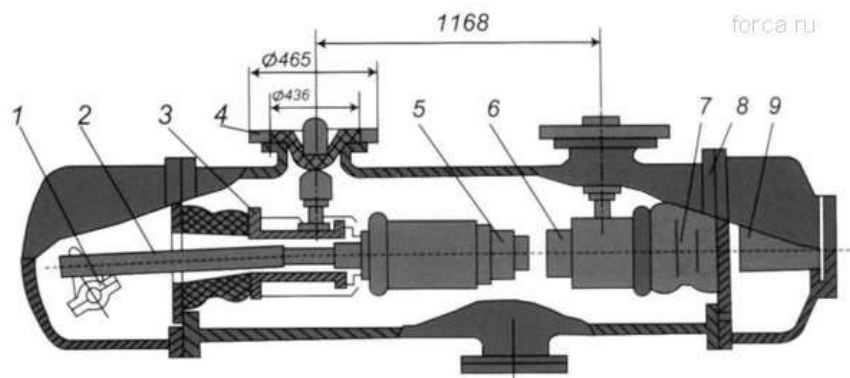


Рис. 2.42. Поліус елегазового вимикача на напругу 110 кВ:

1 - вал, 2 - тяга ізоляційна; 3 - екран, 4 - ізолятор дисковий; 5, 6 - рухомий і нерухомий контакти; 7 - ізолятор опорний; 8 - кожух, 9 - фільтр - поглинач.

На рис.2.43 показаний полюс автокомпресійного елегазового вимикача нерозбірного типу на середні класи напруги з номінальними параметрами: $U=8-24$ кВ; $I_{\text{ном}} = 0,6-3$ кА; $I_{\text{оном}} = 25-60$ кА; $P_{\text{ном}} = 0,2-0,65$ МПа; час відключення 0,06-0,1 с. Гарантовану кількість операцій ВО без ревізії 10000.

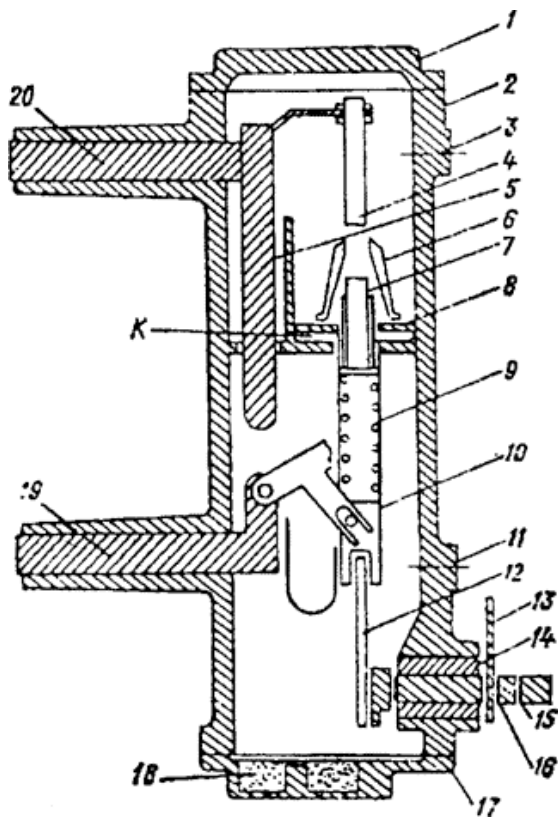


Рис. 2.43. Конструкція елегазового вимикача на середні класи напруги:

1 - кожух; 2, 9 - ізолятор опорний; 3 - тяга ізоляційна; 4 - екран, 5, 7 - рухомий і нерухомий контакти; 6 - конденсатор; 8 - ізолятор дисковий; 10 - фільтр – поглинач.

Кожен полюс елегазового вимикача (рис.2.43) являє собою герметичний корпус 2 із синтетичної смоли, всередині якого є головний струмоведучий контур 5, утворений верхнім 20 і нижнім 19 вводами і роз'єднувачем рублячого типу.

Паралельно головному струмоведучому контуру є дугогасильний контур з нерухомим контактом 4 і рухомим контактом 7. Газове дуття з-під поршня 8 рухається через ізоляційне сопло 6 яке створюється завдяки переміщенню поршня 8 в нерухомому циліндрі і стиснення елегазу в порожнині К.

Рухома система вимикача приводиться в дію пружинним приводом (на рис. 2 не показаний) через важіль 13, ізоляційну тягу 12 і спрямовуючу 10. Остання жорстко з'єднана з поршнем 8 і ножем роз'єднувача. Вал 16 з хвостовиком 15 вводиться в корпус 2 через ущільнення 14. Корпус 2 зверху і знизу закривається кришками 1 і 17, які приклеюються до корпусу спеціальним клеєм, тобто утворюється нерозбірна герметична конструкція. З допомогою з'єднань 3, 11 камера кріпиться до металевого каркаса осердя.

У камері є адсорбент 18, поглинає вологу і газоподібні продукти розкладання елегазу, які утворюються під дією дуги. У включеному положенні напрямна 10 піднята вгору, дугогасильні контакти замкнені (нижній контакт 7 зводить пружину 9), а головне коло замкнуте ножем роз'єднувача. При відключенні напрямна 10 рухається вниз і забезпечує розмикання роз'єднувача і

далі дугогасильних контактів. Виникає між ними дуга обдувається потоком елегазу і гасне при переході струму через нульове значення.

Слід відзначити деякі особливості автокомпресійних елегазових вимикачів, які пов'язані з принципом дії таких елегазових вимикачів:

1) обмежена витрата газового середовища як за величиною, так і за тривалістю, внаслідок чого дія газового потоку на дугу носить імпульсний характер;

2) відносно велика приведена маса рухомої системи елегазових вимикачів, яка збільшується з ростом не тільки струмового навантаження, але і номінальної напруги;

3) великий хід контактів.

Процес гасіння дуги в елегазових вимикачах 6-10 кВ. Головні та дугогасильні контакти кожної фази елегазового вимикача розміщуються в герметичній камері (циліндричної або іншої форми), заповненої елегазом з надлишковим тиском 0,5-1,5 бар (атмосфер). Розташування головних і дугогасильних контактів відрізняється у різних вимикачів.

На рис.2.44 і 2.46 показаний процес гасіння дуги в камері елегазового вимикача типу LF (Шнейдер Електрик), і в камері елегазового вимикача типу SF1 (Шнейдер Електрик).

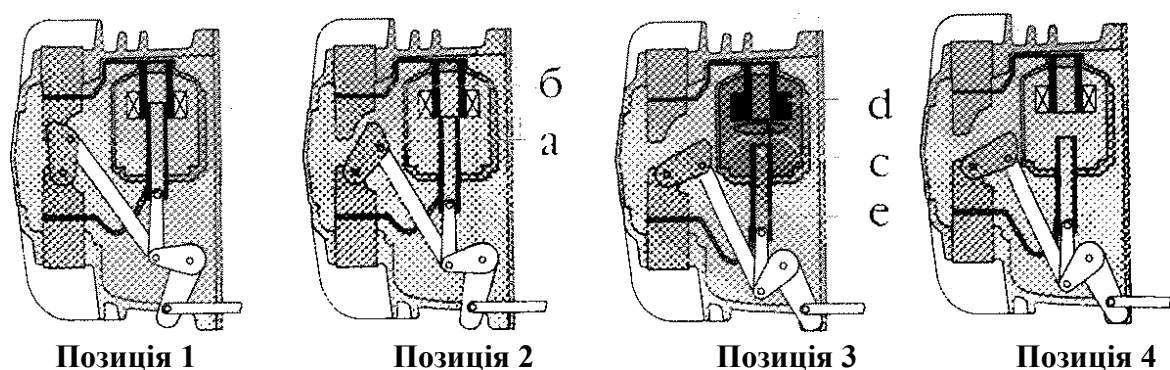


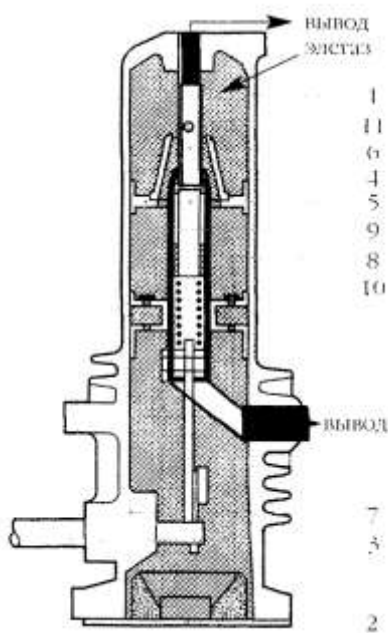
Рис. 2.44. Процес гасіння дуги в елегазовому вимикачі типу LF.

Комутаційний цикл в дугогасильній камері елегазового вимикача типу відбувається наступним чином:

Позиція 1. Вимикач включений.

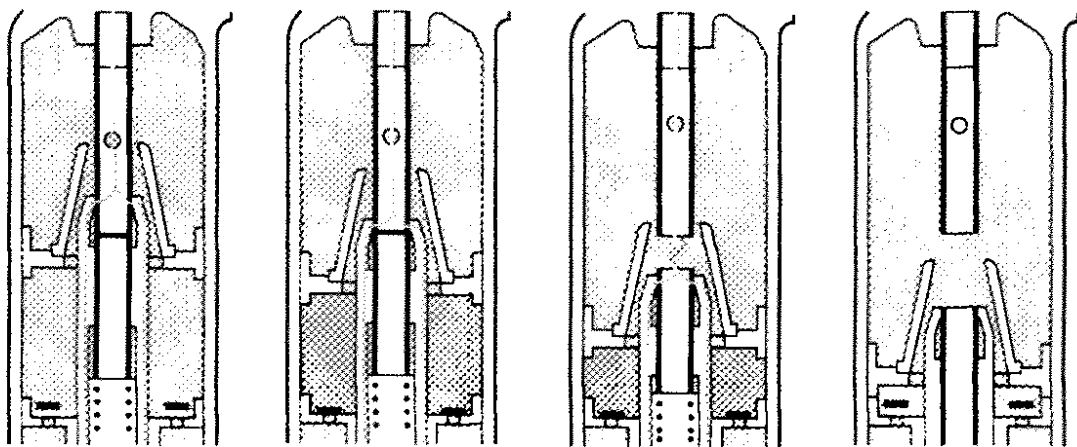
Позиція 2. При розмиканні головних контактів (а) струм проходить по колу дугогасильних контактів (b).

Позиція 3. При розбіжності дугогасильних контактів у дугогасильній камері виникає електрична дуга (с); ця дуга обертається під впливом магнітного поля, створюваною котушкою (d); надлишковий тиск, що з'явилося в результаті підвищення температури елегазу в дугогасильній камері (с), створює газовий потік, який затягує дугу в порожній дугогасильний контакт (е) і гасить її, коли значення струму проходить через нуль. Таким чином, процес гасіння дуги відбувається в обмеженій зоні (дугогасильній камері), відокремленою від головних контактів.



Позиція 4. Вимикач відключений.

Рис.2.45. Поліус елегазового вимикача типу SF1: 1 – корпус; 2 – нижня кришка; 3 – вал приводу; 4 – рухомий контакт; 5 – рухомий дугогасильний контакт; 6 – нерухомий дугогасильний контакт; 7 – система ущільнення; 8 – камера стиснення; 9 – рухомий поршень; 10 – клапани; 11 – ізоляційне сопло.



Контакти замкнуті Попереднє стиснення Стадія горіння дуги Контакти розімкнуті

Рис. 2.46. Процес гасіння дуги в елегазовому вимикачі типу SF1:

а) попереднє стиснення: на початку процесу розходження контактів поршень злегка стискається елегаз в камері підвищеного тиску.

б) стадія горіння дуги: при розбіжності дугогасильних контактів між ними виникає дуга, при цьому поршень продовжує свій рух вниз. Невелика кількість газу через ізолююче сопло направляється на дугу. Таким чином, охолодження дуги при відключенні малих струмів відбувається за рахунок примусової конвекції. При відключенні великих струмів відбувається теплове розширення газу в області горіння дуги та її переміщення з великою швидкістю в бік частин полюса з більш низькою температурою. При проходженні струму через нуль відстань між двома дугогасильними контактами достатня для відключення струму завдяки діелектричним властивостям елегазу.

Рухомі частини припиняють свій рух, надходження холодного газу триває до повного розходження контактів.

Схема дугогасильного двостороннього дуття показана на рис.2.47.

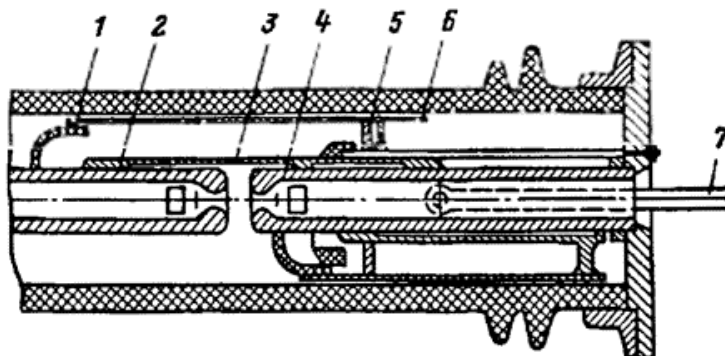


Рис.2.47. Дугогасильний пристрій елегазового вимикача.

На рис.2.47 верхня половина дугогасильного пристрою зображена у включеному положенні, а нижня - у відключеному. Усередині герметичній ізоляційній камері 2, заповненої елегазом, спільно встановлено два соплообразних нерухомих контактів 2 і 4 і нерухомий поршень 5. Коло струму при включеному вимикачі утворений ковзним нерухомим містком 3, кінематично пов'язаних з рухомим дуттьовим циліндром 6. При відключенні тяга 7 переміщує дуттьовий циліндр і контактний місток вправо, в робочому обсязі циліндра підвищується тиск. Дуга, що виникає між контактним містком і лівим

соплом, потоком стисненого елегазу затягується всередину сопел. Двостороннє поздовжнє дуття інтенсивно впливає на стовбур дуги, яка гасне в один з переходів струму через нульове значення.

Схема автогенеруючого елегазового дугогасильного пристрою показана на (рис.2.48, а).

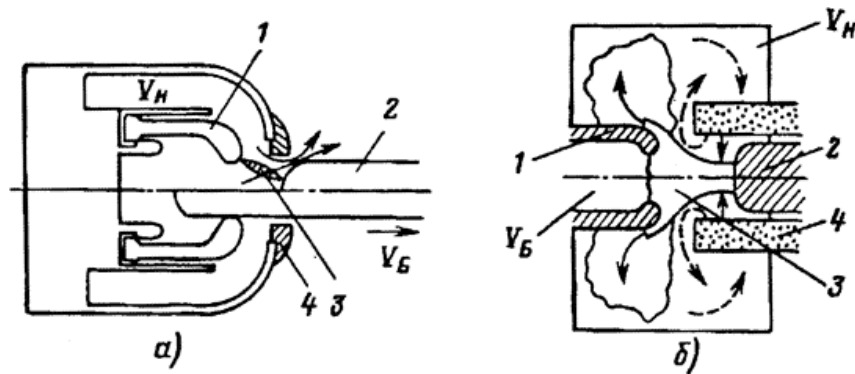


Рис. 2.48. Дугогасильні елегазові пристрої з авто генерацією.

При відключенні між контактами 1 і 2 горить електрична дуга 3. Підвищення тиску в між контактному проміжку сприяє збільшенню тиску в камері накачування V_H . У момент відкриття ізоляційного сопла 4 витікання газу з порожнини V_H в постійний об'єм вимикача V_B забезпечує поздовжнє дуття і ефективний вплив на залишковий стовбур дуги (етап газового дуття). У фазі великого струму (в більшій частині на півперіоду струму) горловина ізоляційного сопла блокується електричною дугою відключення (рис.5.11, б), що викликає руйнування внутрішніх стінок сопла і збільшення його діаметра. Питання оптимізації проектування подібних дугогасильних пристроїв пов'язані з оптимальним узгодженням динаміки приводу з роботою дугогасильного пристрою (де ефект автогенерації обмежений вимогою надійності роботи даного апарату в експлуатації).

Ізоляційне сопло з фторопласту завдяки міцним зв'язкам C - F має високу термічну та хімічну стійкість і може використовуватися при t від -80 до 260 °C і щільності $\rho=2,2$ кг/м³.

Дугогасильні автогенеруючі елегазові пристрої використовуються в конструкціях вимикачів на середні напруги при номінальному струмі

відключення 31,5 - 40 кА, а також у комбінованих автокомпресійних вимикачах високої та надвисокої напруги.

Характерною особливістю розглянутих дугогасильних пристроїв є поздовжнє газове дуття через сопло в кінцевій стадії взаємодії потоку газу з електричною дугою відключення, що забезпечує її гасіння при переході струму через нульове значення.

Елегазові дугогасні пристрої з магнітним дуттям. Використання принципу магнітного дуття в елегазі є одним з перспективних напрямків розвитку вимикачів на напругу 6 - 35 кВ для частих комутацій. У вимикачах цього типу тиск елегазу в дугогасильній камері не перевищує $2,5 \cdot 10^5$ Па. Забезпечити герметичність конструкції при таких рівнях тисків досить просто. Навіть при падінні тиску до атмосферного забезпечуються відключення струму навантаження і відновлення електричної міцності між контактним проміжком. Нижче розглянуті деякі конструкції елегазових комутаційних апаратів, заснованих на принципі гасіння дуги за допомогою її обертання під дією магнітного дуття.

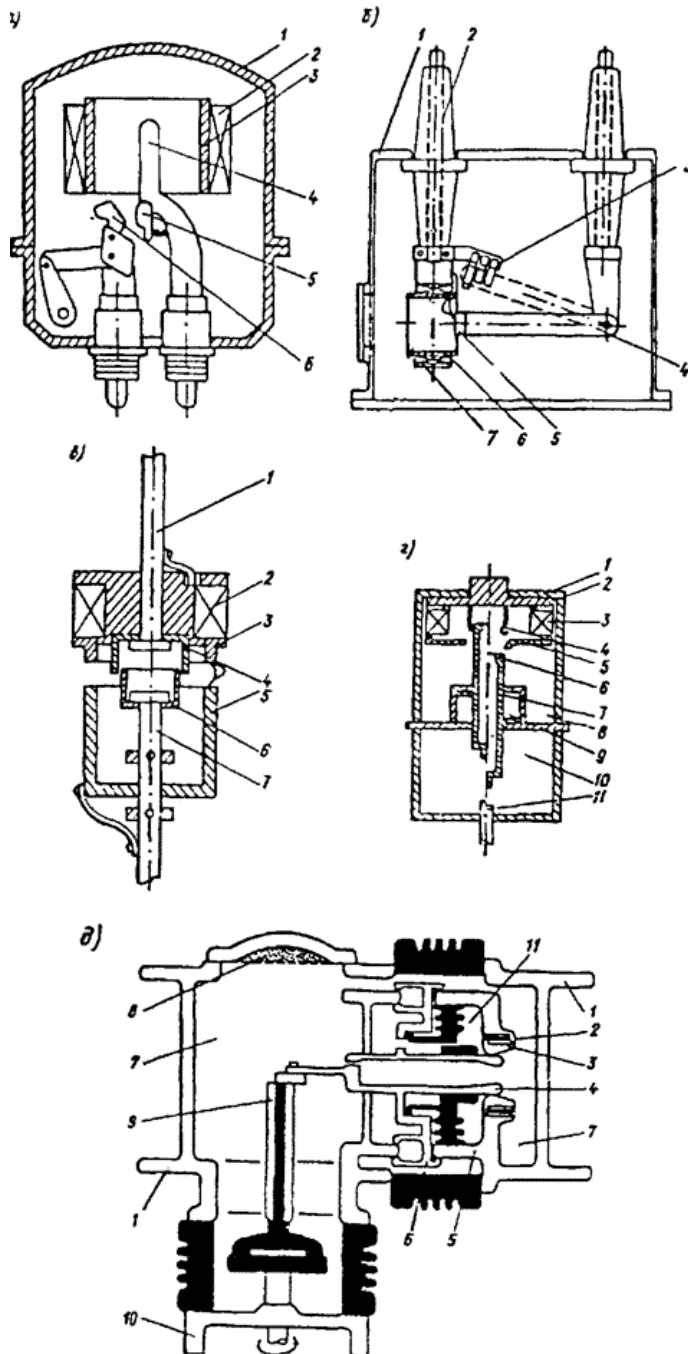
Для частих комутацій на напрузі 6 - 10 кВ і вимикаючим струмом до 20 кА використовується вимикач з контактною системою поворотного типу (рис.2.49, а). У герметичному корпусі 1 розташована дугогасильна котушка, дугогасильні зовнішній 3 та внутрішній 4 електроди, головні нерухомий 5 і рухливий 6 контакти. Дуга, що виникає між контактами 5 і 6, перекидається в між контактний проміжок між концентричними електродами 1 і 4, і її гасіння відбувається в результаті інтенсивного обертання під дією магнітного поля, створюваного дугогасильною котушкою 2. Вимикач має високий комутаційний ресурс, пожеже- і вибухобезпечний, зручний в експлуатації. Недоліком конструкції є велике споживання контактного матеріалу на виготовлення масивних електродів 3 і 4.

У дещо зміненому вигляді конструкція елегазового вимикача з магнітним дуттям наведена на рис.2.49, б. На кришці герметичній дугогасильної камери 1 розташовані вводи 2, на яких закріплені нерухомий контакт 3 і рухома траверсу

4 із рухомих контактами 5. Дуга, що виникає між контактами 3 і 5, перекидається в кільцевий проміжок між торцевим дугогасильним електродом 5 і зовнішнім кільцевим електродом 6 і гаситься при обертанні під дією магнітного поля, створюваного котушкою 7. Вимикач розрахований на напругу

12 кВ і відключається струм до 20 кА.

Рис.2.49. Конструктивні схеми елегазових дугогасильних пристроїв з магнітним дуттям.



Для підвищення ефективності дугогасіння в деяких конструкціях дугогасильних пристроїв передбачаються спеціальні екрани, що захищають між контактний проміжок від потрапляння парів металу (рис.2.49,в).

У процесі відключення спочатку розмикаються (без дуги) головні контакти 1 і 7, а потім - дугогасильні 3 і 5. Виникаюча при цьому дуга гаситься в результаті обертання в проміжку між електродами 3 та 5 під дією магнітного поля, створюваного

дугогасильною котушкою 2 при протіканні по ній відключаючого струму. Екрани 4 і 6 перешкоджають надходженню іонізованого газу із зони дугогасіння в проміжок між контактами 1 до 7. Розглянута конструкція дугогасильних пристроїв може бути покладена в основу розробки елегазового

вимикача на напругу до 24 кВ і відключати струми до 30 кА.

На більш високі класи напруги до 35 кВ і вимикаючі струми 30 - 40 кА і вище використовуються дугогасильні пристрої з комбінованими принципами дугогасіння, в яких крім магнітного дуття, що обертає дугу, використовується додатковий обдув дуги, створюваний в результаті підвищення тиску при обертанні дуги в замкнутому об'ємі елегазу (рис.2.49, г).

У ізоляційному корпусі 1, розділеному перегородкою на область 8, в якій тиск при відключенні підвищується, і на вихлопну область 10, закріплений струмопідвідний елемент 2, на якому розміщені нерухомий ламельний контакт 4, дугогасильні котушка 3 та дугоуловлюючий кільцевий електрод 5. Виводи котушки 3 приєднані до контакту 4 і кільцевому електроду 5.

Рухомий трубчастий контакт 7 (ліворуч зображено у включеному положенні) у верхній частині сопловидним електродом б, в нижній частині - вихлопними отворами, сполученими з областю 10, а в середній частині з'єднаний з поршнем, що переміщається в порожнині 9 допоміжного дуттєвого циліндру. Рухомий контакт приводиться в рух штирем 11, пов'язаним із приводом. При відключенні контакт 7 переміщається вниз і між контактної накладкою б і контактом 4 виникає дуга, яка потім перекидається на кільцевий електрод 5. У цей момент струм протікає по котушці 3, порушується магнітне поле, під дією якого дуга обертається між торцевими поверхнями електродів 5 і б. Обертова дуга розігріває елегаз в області 8, тиск підвищується, і виникає поздовжнє дуття через електрод (сопло) 6 у вихлопну область 10, підвищує ефективність дугогасіння.

Перевагою цієї конструкції є більш високий ресурс контактів в порівнянні з авто пневматичними вимикачами, оскільки швидке обертання дуги знижує її локальний ерозійний вплив на контакти. Крім того, тут допустима мала швидкість руху контактів (2-3 м / с) і відносно невеликий хід контактів, тому не потрібна велика потужність приводу.

Цей принцип дугогасіння використаний в генераторних вимикачах на напругу 24 кВ і номінальні струми 6300 - 12 000 А (рис.2.49, д). Вимикач має

герметичну оболонку з алюмінієвого сплаву, заповнену елегазом до тиску 0,6 МПа. У включеному стані струм протікає по головному струмоведучому колу, утвореному струмовідводами 1, нерухомим 5 і рухомим 6 головними струмоведучими контактами.

Разом з рухомим головним контактом рухається і дугогасильний контакт 4, який розмикається з нерухомим дугогасильним контактом 3 дещо пізніше розмикання головних струмоведучих контактів. При розмиканні головних дугогасильних контактів між ними виникає дуга і в струмоведуче коло включається котушка магнітного дуття 2. Під дією збуджуваного нею магнітного поля дуга починає швидко обертатися по торцях дугогасильних контактів. Виділена в дузі енергія розігріває елегаз в діапазоні автогенерації тиску 11. Потік елегазу з діапазону 11 направляється в діапазон 7 через сопла в контактах 3 і 4, діонізуючи дугу, і вона гасне. Слід підкреслити, що в цей інтервал часу різко (на кілька порядків) зростає напруга на дузі і в разі великої аперіодичної складової в струмі к.з. він швидко проходить через нульові значення, створюючи передумови для гасіння дуги.

Рухливі контакти приводяться в дію при обертанні вала 9, який у свою чергу приводиться в дію пневматичним приводом (рис.2.49, г), змонтованим на основі 10 вимикача, поза об'ємом, заповненого елегазом.

Відключення струмів к.з. може здійснюватися при відносному значенні аперіодичної складової в струмі к.з. до 35%, в інтервалах між ревізіями допускається відключення 1000...2000 разів номінального струму вимикача.

Основною перевагою елегазових комутаційних апаратів з магнітним дуттям є їх здатність "м'яко" (без перенапруг) відключення індуктивних і ємнісних струмів, що забезпечує їм конкурентоспроможність з вакуумними вимикачами при комутації двигунів і трансформаторів.

Високий комутаційний ресурс (до 20000 відключень номінального струму) дозволяє їх використовувати в установках з частими операціями. Герметичність і пожеже- вибухобезпека розширює сферу їх застосування (шахтні і електропечні установки, транспорт і т.п.)

Приводи елегазових вимикачів

Однією з найбільш відповідальних систем елегазових вимикачів є привід (рис.2.50) - сукупність механізмів і пристроїв, що забезпечує переміщення контактної системи елегазових вимикачів по необхідному динамічному закону як при відключенні, так і при включенні апарату.

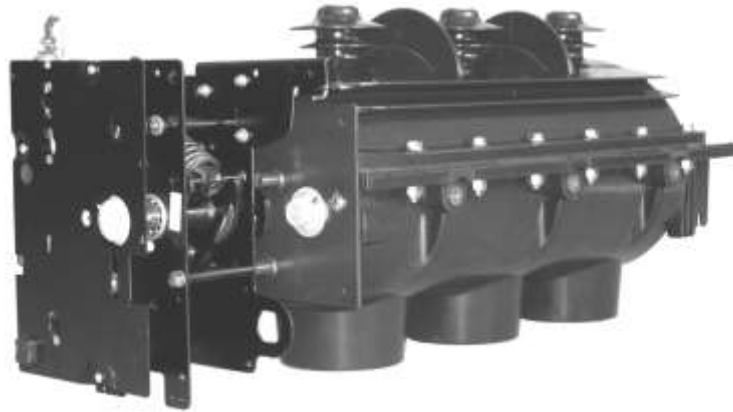


Рис.2.50. Зовнішній вигляд одного із приводів елегазових вимикачів.

З чималих і різноманітних елементів приводу елегазових вимикачів виділимо для розгляду силовий приводний механізм і тягу, яка забезпечує передачу зусилля від силового механізму до контактної системи. В якості силових механізмів у автокомпресійних елегазових вимикачів використовуються пневматичні, гідравлічні або пружинні приводні пристрої. Приводні механізми в таких елегазових вимикачах працюють при високих динамічних навантаженнях, і до них пред'являються більш жорсткі вимоги. При випробуваннях пневматичного приводу число спрацьовувань доводиться до 20000 зі швидкістю, близькою до граничної, число спрацьовувань клапанної системи приводу - до 10 000. При цьому привід працює при вологому стислому повітрі саме від малопотужного компресора.

На рис.2.51 показаний силовий пневматичний приводний механізм для елегазових вимикачів фірми "Магріні" (Італія) номінальною напругою 72,5 - 170 кВ.

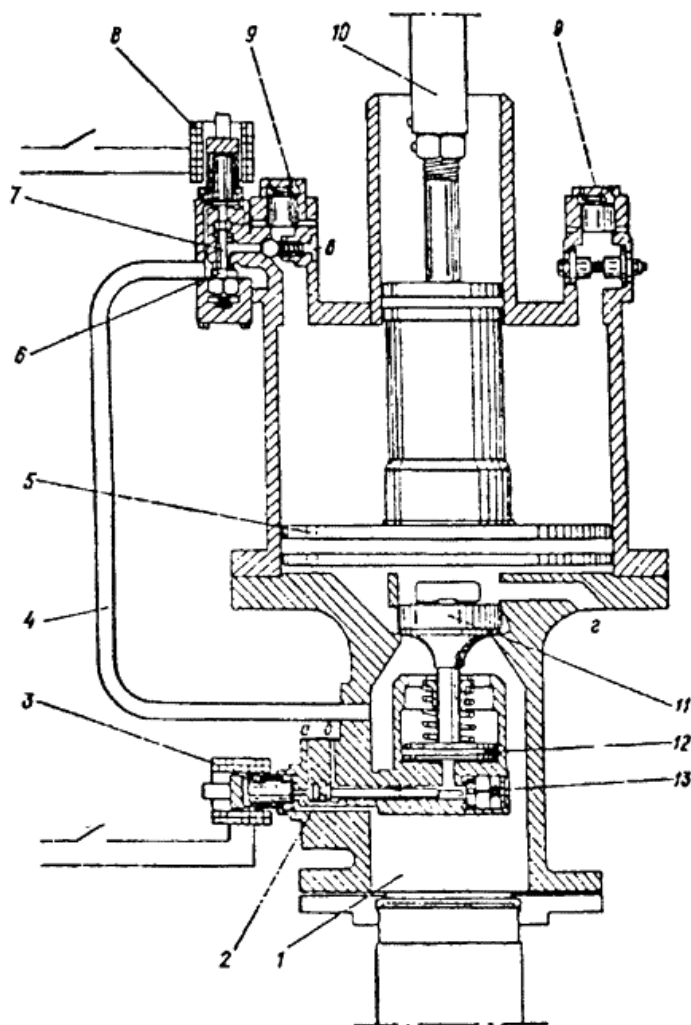


Рис.2.51. Силовий приводний пневматичний механізм для елегазового вимикача.

Поршень 5 показаний в тому положенні, коли вимикач включений. Порожнини під поршнем 5 і над ним з'єднані з атмосферою через канали віг. Вихідний отвір, що з'єднує об'єм 1 з високим тиском повітря з порожниною під поршнем 5, закрита тарілкою 11, яка за допомогою штока з'єднана з поршнем 12. Ізоляційна тяга 10 з'єднує шток поршня 5 із рухомим контактом вимикача.

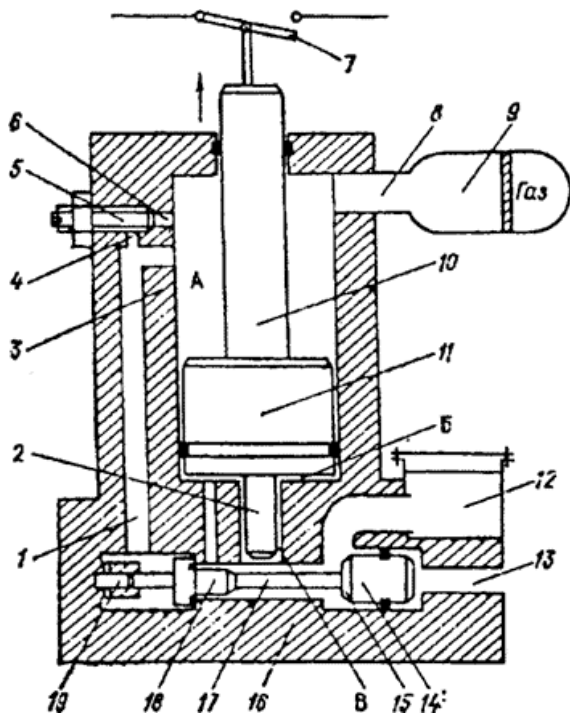
При відключенні командний імпульс подається на електромагніт відключення 3, його сердечник переміщається справа наліво і відкриває доступ стислому повітрю спочатку до поршня 2, а потім і в простір під поршнем 12. Коли тиск повітря під поршнем 12 і над ним вирівнюється, поршень 12 не утримує тарілку 11 і остання під дією стисненого повітря піднімається, відкриваючи доступ стислому повітрю в порожнину під поршнем 5. Бічна поверхня тарілки 11 перекриває канал р. Поршень 5 разом з ізоляційною тягою 10 піднімається, розмикаючи контакти вимикача. Тиск повітря над поршнем 5 регулюється запобіжними клапанами 9. Стиснення повітря в цьому просторі забезпечує плавний підхід поршня до кінцевого положення. У верхньому положенні поршень 5 утримується механічною засувкою.

Після припинення командного імпульсу сердечник електромагніта 3 переміщується зліва направо і припиняє доступ повітря до поршня 2. Повітря,

що знаходиться зліва від поршня 2, виходить в атмосферу через отвір а. Під дією пружини тарілка 13 разом зі штоком і поршнем 2 переміщається справа наліво і закриває доступ стислому повітрю з діапазону 1 в порожнину під поршнем 12. Повітря з цієї порожнини виходить в атмосферу через кільцевий зазор між штоком, що з'єднує поршень 2 з тарілкою 13, і далі через отвір б. Поршень 12 і тарілка 11 опускаються, припиняючи надходження повітря в порожнину під поршнем 5. Повітря з цієї порожнини виходить в атмосферу через отвір г.

При включенні командний імпульс подається на електромагніт включення 8, його сердечник втягується і відкриває доступ стислому повітрю до поршня 7. Останній опускається і відводить тарілку б від сидла. Тоді стиснене повітря з трубки 4 надходить у порожнину над поршнем 5, початкове переміщення якого забезпечує звільнення механічної засувки. Поршень 5 і тяга 10 опускаються, включаючи вимикач.

У конструкціях елегазових вимикачів в ГРП зарубіжних фірм поширення набули гідравлічні силові приводні механізми (рис.2.52). Приводний механізм зображений в положенні, коли контакти вимикача розімкнуті. Контактна



система вимикача 7 з'єднана ізоляційною тягою зі штоком 10 поршня 11, що знаходиться в циліндрі 3.

Рис.2.52. Силовий приводний гідравлічний механізм для елегазового вимикача.

Простір А над поршнем 11 постійно заповнене рідиною під високим тиском і з'єднане каналом 8 з пневмогідроаккумулятором 9, а каналом 1 - з простором ліворуч від тарілки 18. Сталість високого тиску в пневмогідроаккумуляторі 9 підтримується системою

живлення від малопотужної насосної станції (на малюнку не показано).

Простір Б під поршнем 11 з'єднаний з пневмогідроаккумулятором низького тиску 12. Пристрій управління складається з тарілки 18 і клапана скидання 15, жорстко зв'язаних між собою і з поршнем 14 допомогою штока 17.

При подачі команди на включення гідросигнал, що надходить по каналу 13, пересуває рухому частину пристрою керування справа наліво. При тому тарілка 18 відходить від сидла, а тарілка клапана скидання 15 притискається до сидла 16.

Рідина, що знаходиться під високим тиском, надходить у простір Б під поршнем 11. З обох сторін поршня 11 тиск швидко вирівнюється. Але так як площа поршня знизу більше площі зверху на площу штока, то поршень почне 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 у канал І 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.

У кінцевому положенні поршня 11 тиск з обох його сторін вирівнюється, і він утримується в цьому положенні через різницю робочих площ.

Гальмування рухомої системи у пристрої управління здійснюється "по напрямку" при переміщенні хвостовика 18 в діапазоні 19.

При подачі сигналу на відключення скидається тиск рідини справа від поршня 14. Тоді клапан скидання переміщається зліва направо, випускаючи рідину з простору Б у зливну систему з пневмогідроаккумулятором низького тиску 12. Тарілка 18 сідає на своє сидло і припиняє доступ рідини, що знаходиться під високим тиском, з каналу І в простір Б під поршнем 11. Тиск під поршнем 11 зменшується і він опускається, здійснюючи відключення вимикача. Гальмування поршня 11 за його підході до відключеному положенню здійснюється завдяки зменшенню поперечного перерізу каналу, по якому масло з простору Б витікає в систему низького тиску (шток 2 на етапі гальмування

входить в канал Б, сильно зменшуючи його поперечний переріз).

Основним напрямом вдосконалення силових приводних механізмів елегазових вимикачів є зменшення енергоємності та підвищення надійності в експлуатації.

Остаточний вибір приводного механізму і дугогасильного пристрою визначається номінальними параметрами вимикача і вимогами експлуатації.

2.7 Повітряні вимикачі

Повітряні вимикачі відносяться до групи газових вимикачів. Для гасіння дуги в них використовується стисле повітря, що забезпечує подовжнє або поперечне дуття на ствол дуги при тиску 2-4 МПа і вище. При цьому дуга інтенсивно охолоджується і зменшується її переріз. Одночасно при цьому з міжконтактного проміжку виносяться заряджені частки. Іонізоване середовище замінюється свіжим деіонізованим повітрям, що має високу електричну міцність [2].

Для отримання стислого повітря потрібна компресорна установка, а для очищення повітря і його сушки потрібні різні адсорбенти (речовини, здатні поглинати вологу - силікагель і алюмогель).

Очищення повітря відбувається термодинамічним способом. Повітря стискується і при стискуванні він нагрівається, пара, що утворюється, при охолодженні конденсується і вода зливається.

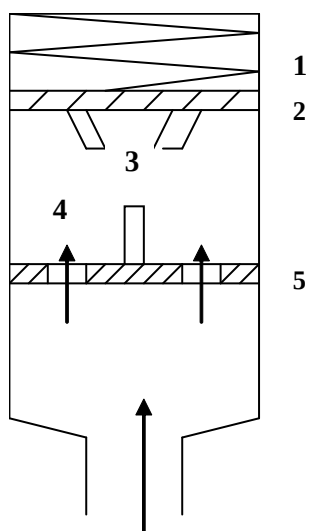
Щоб забезпечити рівномірний розподіл напруги між розривами доцільно використовувати ділянки місткостей напруги, тобто паралельно кожному розриву включається конденсатор. Зазвичай застосовують також шунтуючі резистори і для відключення супроводжуючого струму застосовують невеликі гасильні пристрої.

Нині існує тенденція по заміні повітряних вимикачів елегазовими вимикачами.

Гасіння дуги здійснюється в дугогасильній камері, важливим елементом

якої є сопло, стисле повітря з якого викидається з великою швидкістю, і в міжконтактному проміжку підтримується необхідний тиск.

У вимикачах до 35 кВ ізоляційний проміжок створюється в дугогасильній камері шляхом розведення контактів на достатню відстань, і контакти



залишаються розімкненими за рахунок тиску стислого повітря.

Рис.2.53. Схема дугогасильної камери повітряного вимикача.

У дугогасильну камеру подається стисле повітря через отвори в перегородці 5. Потік повітря піднімає поршень 2, на якому укріплений рухливий контакт 3.

Відбувається розмикання рухомого контакту 3 з нерухомим контактом 4. При цьому стискується пружина 1. Після припинення подачі повітря поршень опускається під тиском пружини і відбувається включення. Увесь час включеного положення вимикача камера повинна знаходитися під тиском повітря. Існує конструкція вимикачів з додатковим віддільником.

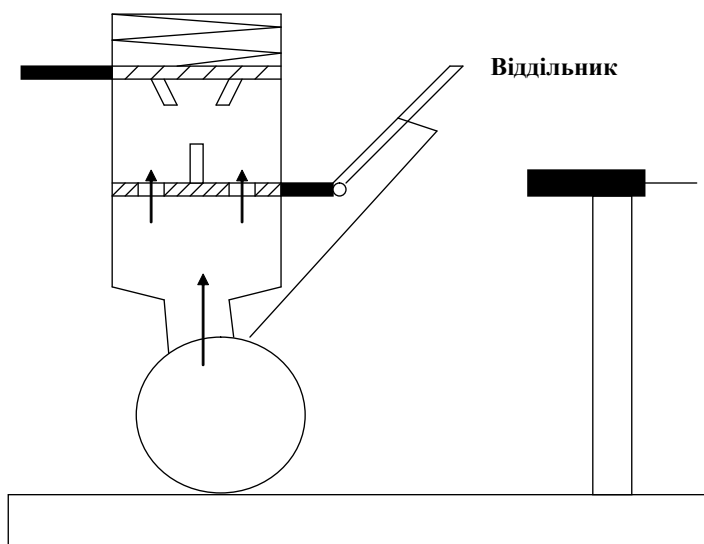


Рис 2.54. Схема повітряного вимикача з віддільником.

Після відключення і згасання дуги в дугогасильній камері стисле повітря подається в привод віддільника і створюється другий розрив.

Після цього припиняється подача повітря в дугогасильну камеру, контакти в ній замикаються, а ізоляційний проміжок забезпечується віддільником.

Віддільник може бути встановлений, відкрито (рис.2.54) або у наповненій повітрям камері (рис.2.55,а).

Чим більше напруга і потужність, що відключається, тим більше розривів необхідно мати, як в дугогасильній камері, так і у віддільнику.

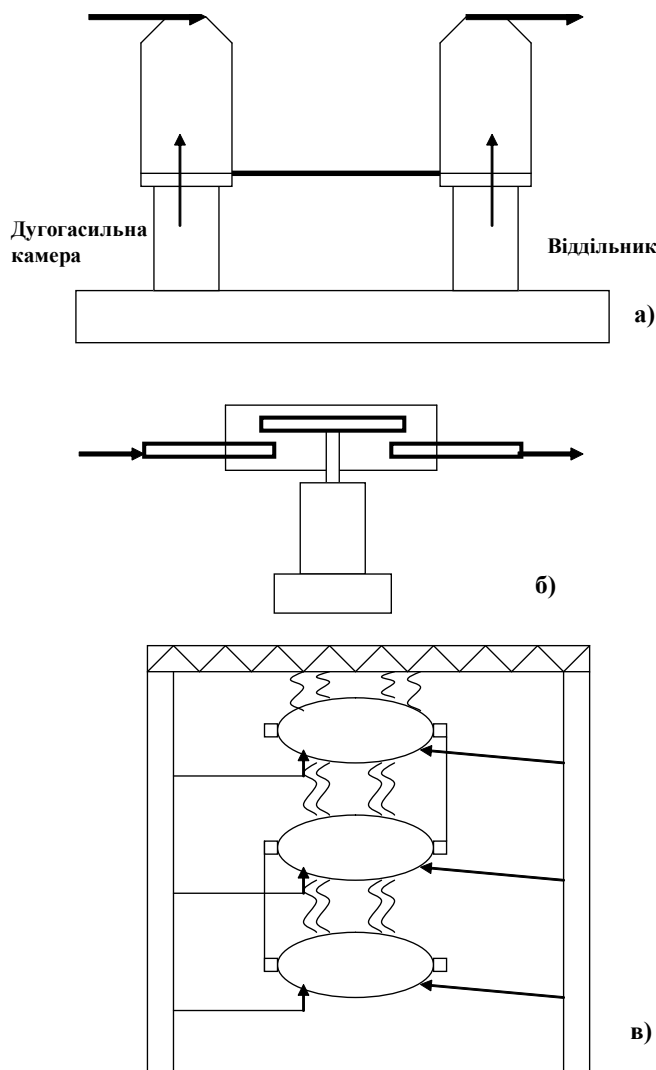


Рис.2.55. Конструкції повітряних вимикачів.

Бакові повітряні вимикачі (рис.2.55, б) не мають віддільників. Вони мають два послідовні розриви кола в баку стислого повітря. При відключенні відкриваються дугтові клапани, стисле повітря з великою швидкістю виривається в атмосферу і створює дугтя, що гасить дугу.

На напругу вище 750 кВ розроблені вимикачі в підвісному виконанні (рис.2.55,в), що

складаються з декількох послідовних модулів (баків).

Повітряні вимикачі вибухо- і пожежобезпечні, мають високу швидкодію, високу відключу здатність, надійно відключають струми місткостей. Недоліками повітряних вимикачів є: необхідність спорудження компресорної установки, складність конструкції; висока вартість, трудність установки вбудованих трансформаторів струму.

2.8 Електромагнітні вимикачі

Випускають на напругу 6-10 кВ і струми відключення (струми к.з.) до 40 кА. Дуга, що утворюється на контактах втягується магнітним полем в гасильну

камеру, при цьому відбувається значне подовження дуги до 1-2 м і її охолодження. При збільшенні опору дуги відбувається пониження струму, і дуга гасне при черговому проходженні через нуль [2].

У електромагнітних вимикачах для гасіння дуги не потрібно спеціальне дугогасильне середовище. Дуга гаситься в повітрі при атмосферному тиску.

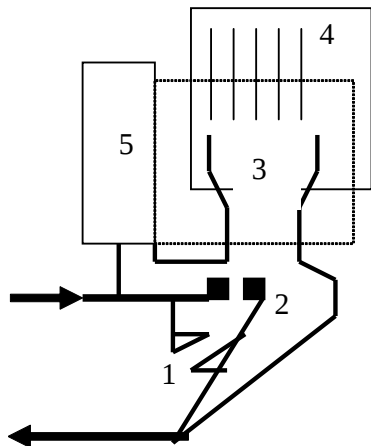


Рис.2.56. Конструкція електромагнітного вимикача.

При відключенні спочатку розмикаються основні контакти 1, потім дугогасильні 2. Між ними спалахує дуга і переміщається вгору за рахунок електродинамічних зусиль, перекидаючись на дугогасильні роги 3.

Тоді замикається коло котушки 5 і створюється магнітне поле, що втягує дугу в дугогасильну камеру (лабіринтову або з перегородками з кераміки).

Електромагнітні вимикачі встановлюються в осередках комплектних розподільних пристроїв (КРП, КСО). Приводи вимикачів - пружинні. Основною перевагою електромагнітних вимикачів є вибухо- і пожежобезпечні. Вони також мають малий знос контактів і мають широке застосування в системі власних потреб електростанцій, а також в промислових установках, де потрібні часті включення і відключення. Проте великі габарити обмежують їх застосування на високій напрузі. Основне застосування електромагнітні вимикачі знаходять в установках 6 (10) кВ власних потреб електростанцій.

2.9 Швидкодіючі вакуумні комутаційні апарати з керованою комутацією на основі вакуумних розрядників

Керована комутація успішно вирішує проблему запобігання небезпечним кидкам струму і виникнення перенапружень, збільшення ресурсу устаткування.

Наприклад, використання керованою комутацією конденсаторних батарей

ефективно як при включенні, так і при відключенні кіл в робочих режимах при керованому включенні істотно знижуються кидки струму, а при керованому відключенні знижується вірогідність повторних пробіїв міжконтактного проміжку і як наслідок - виникнення перенапруження.

Оптимальному моментом включення кола являється момент, коли напруга на розриві вимикача проходить через нуль. Чим далі момент включення знаходиться від нульового значення напруги на розриві, тим вище кидки струму. Керована комутація номінальних струмів дає можливість підвищити ресурс вимикача, особливо, якщо він працює в режимі частих комутацій і дозволяє запобігти зрізу струму.

Найбільш простим і дешевим способом керованою комутацією є використання нових типів вакуумних комутаційних пристроїв, до яких відносяться вакуумні керовані розрядники (РВК), їх комбінація з вакуумними вимикачами дозволить звести процес включення комутаційного пристрою до моментального (одиниці мкс) включення РВК з наступним замиканням контактів вимикача. Керований вакуумний розрядник є безнакальний трьохелектродний герметизований прилад з тиском залишкових газів, що не перевищують 10^{-4} Па (рис.2.57).

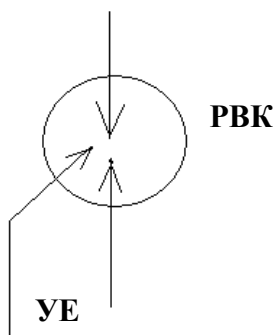


Рис.2.57. Безнакальний трьохелектродний герметизований прилад.

Включення управління розрядника здійснюється подачею пускового імпульсу напруги на електрод, що управляє. Цей імпульс напруги викликає пробій діелектричної вставки вузла підпалювання і генерацію іскрового розряду. Плазма іскрового розряду заповнює простір вакуумного проміжку і розряд переходить з іскрової стадії в дугову і розрядник включається. Вакуумний дуговий розряд сам себе підтримує і гасне, коли струм в основному ланцюзі спадає до нуля. Час включення вакуумного керованого розрядника може бути менше 1 мкс. Швидкодіюче синхронізоване включення буде

забезпечено, якщо розрядник встановити паралельно вимикачу.

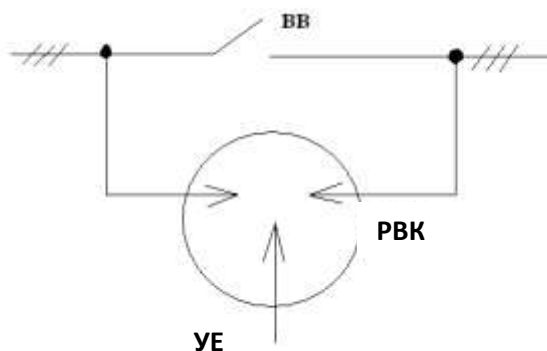


Рис.2.58. Вакуумний комутаційний пристрій з управляючим електродом.

Це синхронізоване включення забезпечить включення трансформаторів, що шунтують реактор або підключення навантаження до електричної мережі до резервного джерела живлення з високою точністю в заданій фазі живлячої напруги при будь-якій послідовності чергування фаз, що дозволить виключити небажані перехідні процеси, що виникають при виключенні в довільній фазі напруги.

2.10 Основні параметри, якими характеризуються вимикачі

Номинальний струм включення вимикача - це струм к.з., який вимикач з відповідним йому приводом здатний включити без пошкодження (без приварювання контактів) при найбільшій робочій напрузі. Струм включення не повинен перевищувати 2,5-кратний струм відключення.

Час "включено-вимкнено" вимикача - це проміжок часу між моментом торкання контактів вимикача в першому полюсі під час дії включення і моментом розподілу (дугогасильних) контактів у всіх полюсах під час операції відключення. Відключає розчіплювач (наприклад, соленоїд відключення) і живиться в момент торкання контактів під час включення (дія ВО без будь-якої навмисної тимчасової затримки; дію ВВ з попередніми спрацьовуванням).

Це час який не дорівнює часу включення + час відключення.

Час "замкнуто-розімкнуто" вимикача - це проміжок часу між початком проходження струму в першому полюсі вимикача під час операції включення і закінченням часу горіння дуги під час наступної операції відключення.

Час "замкнуто-розімкнуто" оснований на дії, коли відключає розчіплювач (наприклад, соленоїд відключення) і живиться в момент торкання контактів під

час включення (дія ВО без будь-якої навмисної часової затримки; дію ВО з попередніми спрацьовуванням). У випадку незначної різниці часу спрацьовування (час включення і час відключення, відповідно) полюсів, то їй можна знехтувати і використовувати наступну формулу: час "замкнуто-розімкнуто" = час формування дуги + час "включено-вимкнено" + час горіння дуги.

Час *"відключено-включено"* вимикача (під час АПВ) - це проміжок часу між моментом роз'єднання контактів вимикача у всіх полюсах і моментом зіткнення контактів у першому полюсі в наступній операції включення.

У випадку, незначної різниці часу спрацьовування (час включення і час відключення, відповідно) полюсів, то її можна знехтувати і використовувати наступну формулу: час *"відключено - включено"* = час горіння дуги + безструмова пауза + час формування дуги.

Час включення (до виникнення струму в ланцюзі) вимикача з приводом - це проміжок часу від моменту подачі команди на включення до моменту пробою проміжку між зближенням контактів при номінальній напрузі мережі.

Час горіння дуги у вимикачі - це проміжок часу між моментом першої появи дуги і моментом повного гасіння дуги в усіх полюсах вимикача.

Час замикання вимикача (власний час включення) - це проміжок часу між заживленням кола включення, коли вимикач знаходиться у відключеному положенні, і моментом початку проходження струму в першому його полюсі.

Час відключення вимикача з приводом - це проміжок часу від моменту подачі команди на відключення до моменту згасання дуги у всіх полюсах (для вимикачів з шунтуючими резисторами слід розрізняти час до моменту згасання основної дуги і час до згасання допоміжної дуги).

Час повторного включення вимикача - це проміжок часу між подачею напруги на вимикаючий розчіплювач (наприклад, соленоїд відключення) і моментом торкання контактів вимикача у всіх його полюсах під час циклу повторного включення.

У випадку, невеликої різниці часу спрацьовування (час включення і час

відключення, відповідно) полюсів, то її можна знехтувати і використовувати наступну формулу: час повторного включення вимикача = час відключення + час горіння дуги + без струмова пауза + час формування дуги.

Час формування дуги у вимикачі - це проміжок часу між початком проходження струму в першому полюсі вимикача під час дії включення і моментом торкання контактів у всіх полюсах для трифазних електричних систем, або моментом торкання контактів в полюсі дугоутворення для однофазних електричних систем.

Найбільша робоча напруга вимикача - це максимальна напруга, при якому виробник гарантує його повноцінну працездатність. Як правило, найбільша робоча напруга вимикача на 5 ... 20% вище номінальної.

Номінальний струм відключення в умовах неузгодженості фаз є максимальним струмом, який вимикач повинен бути здатний відключити в цьому режимі. Стандартне значення номінального струму відключення в умовах неузгодженості фаз становить 25% від номінального відключається струму при короткому замиканні.

Номінальний струм відключення вимикача - це найбільший струм к.з. (діюче значення періодичної складової), який вимикач здатний відключити при найбільшій робочій напрузі при заданих умовах відновлення напруги і заданому циклі комутаційних операцій, які зобов'язаний здійснити апарат.

Номінальна напруга вимикача ($U_{ном}$) - це напруга, яка вказується на характеристиці вимикача і при якій вимикач повинен нормально функціонувати.

Розділ 3. ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

Для вибору високовольтних комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, високовольтних запобіжників, вимикачів навантаження тощо) необхідно знати робочі струми необмежено довгих за часом режимів роботи, а також струми аварійного короткочасного режиму, а саме три- або двофазного режиму к.з. у відповідних точках схеми систем електропостачання [8].

3.1 Визначення робочих струмів нормального і максимального режимів роботи систем електропостачання

Нормальний - це такий режим, за якого всі елементи системи електропостачання електротехнічної установки знаходяться в роботі, а їх параметри не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи електроустановки (генератора, трансформатора тощо) характеризується струмом нормального режиму I_H . Окремим характерним випадком нормального режиму є номінальний.

Максимальний - це такий режим роботи електротехнічної установки, за якого частина елементів її системи електропостачання з різних причин (плановий, післяаварійний ремонт тощо) вимкнена, внаслідок чого решта елементів системи електропостачання працює з підвищеним навантаженням. Максимальний режим роботи характеризується струмом максимального режиму $I_{\text{МАКС}}$.

Для елементів системи електропостачання в колі генератора (струмовводи, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму) струм нормального режиму визначається номінальним режимом його роботи, а максимальний режим - генеруванням у мережу номінальної потужності $P_{\text{НОМ}}$ при зменшенні напруги на виводах генератора на 5% відносно номінальної $U_{\text{НОМ}}$, тобто

$$I_H = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}}; \quad (3.1)$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} . \quad (3.2)$$

У приєднанні до РП двохобмоткового трансформатора номінальною потужністю $S_{\text{НОМ}}$, встановленого на двотрансформаторній підстанції, струм нормального та максимального режимів обчислюють з урахуванням перспективи монтажу та роботи на підстанції трансформаторів більшої номінальної потужності $S'_{\text{НОМ}}$ - наступної, відносно $S_{\text{НОМ}}$, а саме:

$$I_H = (0,65 \dots 0,7) = \frac{S'_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (3.3)$$

$$I_{\text{МАКС}} = (1,3 \dots 1,4) = \frac{S'_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} , \quad (3.4)$$

Коефіцієнти $(0,65 \dots 0,7)$ та $(1,3 \dots 1,4)$ враховують ступінь навантаження трансформатора відповідно в нормальному та максимальному режимі роботи.

За аналогічним (3.3), (3.4) рівнянням знаходять, струми нормального та максимального режимів роботи трансформаторів власних потреб (ТВП) на станціях типу ТЕЦ (за розрахункову береться номінальна потужність встановлених трансформаторів):

$$I_H = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} . \quad (3.6)$$

У триобмотковому трансформаторі двотрансформаторної підстанції з боку мережі вищої напруги (ВН) розрахункові струми обчислюють за (3.3), (3.4), а з боку мережі середньої напруги (СН), якщо там відсутній зв'язок з електросистемою, та з боку мережі нижчої напруги (НН) за перспективним максимальним навантаженням на стороні СН $S_{\text{МАКС СН}}$ та НН $S_{\text{МАКС НН}}$ на кінець десятирічного періоду після пуску підстанції:

$$I_H = \frac{S_{\text{МАКС } i}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (3.7)$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{S_{\text{МАКС}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 2 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (3.8)$$

де $S_{\text{МАКС}i}$ - навантаження з боку мережі СН або НН трансформатора.

Якщо на підстанції встановлено автотрансформатори, то з боку мережі ВН та СН, які використовуються для зв'язку двох електросистем, а отже, і для перетоку електроенергії як з мережі ВН у СН, так і з СН у ВН, струми обчислюють за (3.3) (3.4). На стороні НН автотрансформатора струми обчислюють за (3.7), (3.8) з урахуванням перспективного навантаження на кінець десятирічного періоду роботи.

У колах секційного, шиноз'єднувального вимикачів і збірних шин струм максимального режиму визначається з урахуванням струморозподілу по шинах за найбільш несприятливого експлуатаційного режиму (вимкнення частини генераторів або перемикання електроспоживачів на одну систему шин, а елементів живлення на другу). У цілому струм, що протікає збірними шинами, секційними і шиноз'єднувальними вимикачами, як правило, не перевищує максимальний струм самого потужного генератора чи трансформатора, що приєднані до цих шин.

Для окремої лінії електропередачі струми нормального та максимального режимів однакові й визначаються найбільшим навантаженням лінії $S_{\text{Л}}$, тобто

$$I_{\text{Н}} = I_{\text{МАКС}} = \frac{S_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

Якщо потужність S передається кількома лініями, то струм нормального та максимального режимів обчислюють за такими рівняннями:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{S}{\frac{n}{n-1} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (3.9)$$

Як видно з (3.9), максимальний режим виникає при вимкненні однієї лінії з роботи.

Не маючи змоги розглянути більшу кількість випадків обчислення струмів нормального та максимального режимів, зауважимо, що для цього необхідно враховувати конкретні умови: схеми систем електропостачання, режими роботи електрообладнання, систему резервування тощо.

Задача 3.1. Обчислити струми нормального та максимального режимів роботи у таких з'єднаннях головного розподільного пристрою генераторної напруги (ГРП) ТЕЦ (рис. 3.1) [8]:

- коло генератора G1 номінальною потужністю 100 МВт, $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$, $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85$;
- коло трансформатора зв'язку з системою, $S_{\text{НОМ}} = 80000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;
- коло кабельних ліній, що з'єднують ГРП ТЕЦ з розподільним пунктом Р_п - 1, якими передається енергія потужністю $P = 6000 \text{ кВт}$ при $\varphi_{\text{НОМ}} = 0,92$.

Розв'язання. Для кола генератора G₁

$$I_{\text{Н}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 6468,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 6809,4 \text{ А}.$$

Для кола трансформатора зв'язку з системою

$$I_{\text{Н}} = \frac{0,65 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,65 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2859,3 \text{ А};$$

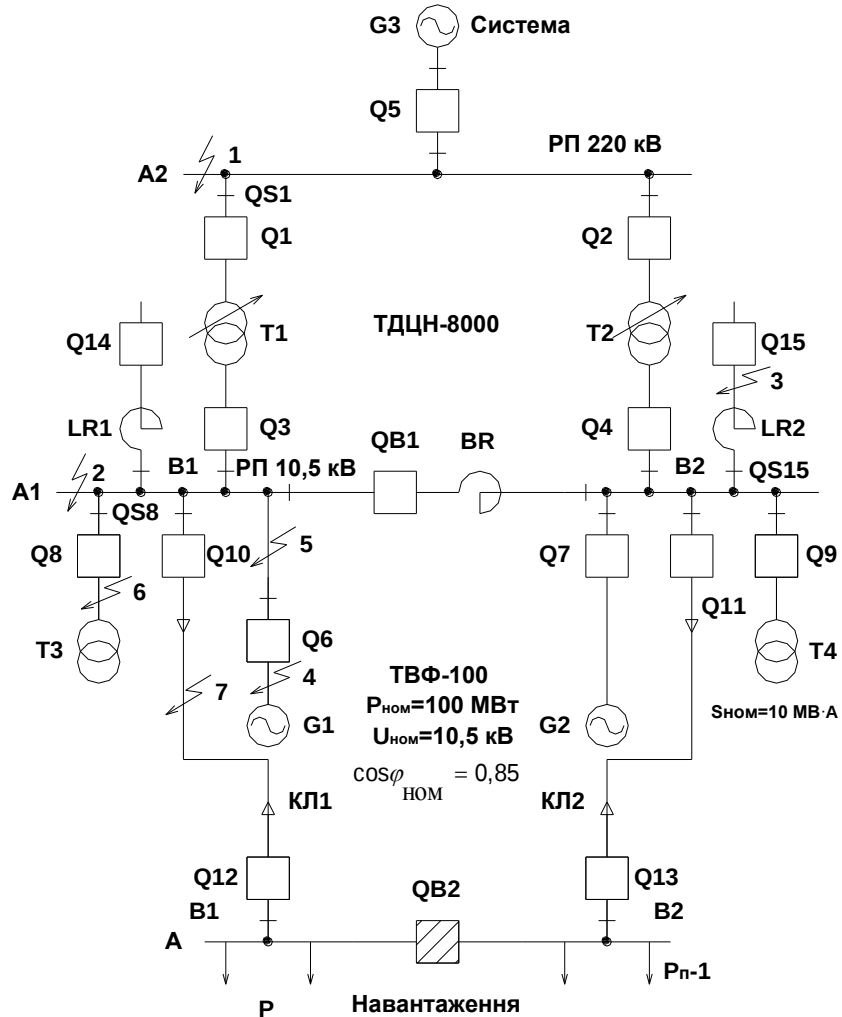
$$I_{\text{МАКС}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,3 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5718,5 \text{ А}.$$

Для кабельної лінії

$$I_{\text{Н}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}} \cdot 2} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,92 \cdot 2} = 179,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,92} = 358,6 \text{ А}.$$

G3 Система



Розв'язання. Щоб обчислити струм максимального режиму роботи

У практиці експлуатації збірних шин розподільних пристроїв виходять з

QB1 енергія у нормальному режимі не перетікатиме.

Перетоки енергії виникають за ненормальних режимів роботи системи електропостачання: при вимкненні з різних причин одного із трансформаторів зв'язку з системою або генератора.

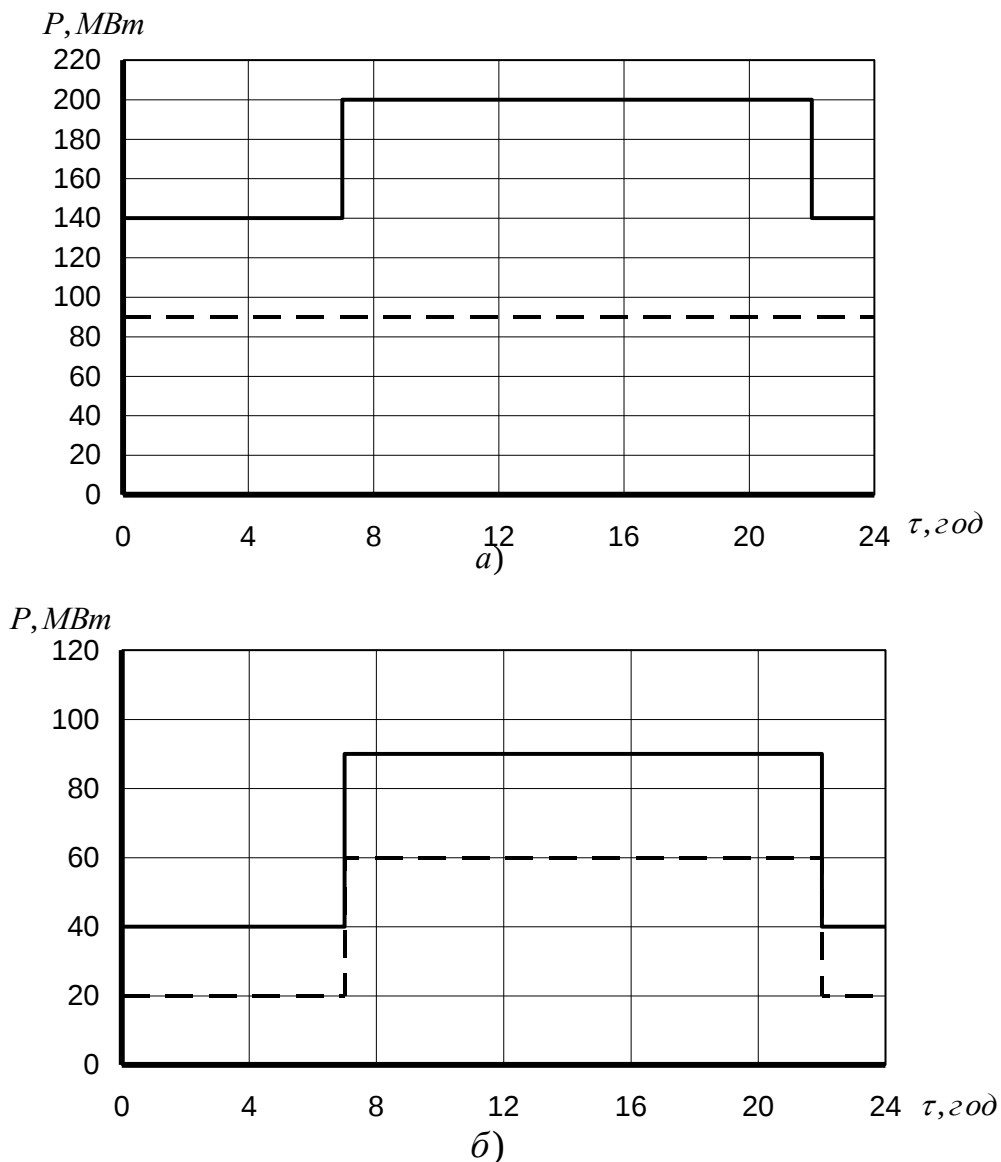


Рис. 3.2. Графік навантаження генераторів (а) і споживачів електроенергії на напрузі 10,5 кВ (б): для зимової (—); та літньої (-----) доби.

Знайдемо потужність перетоку енергії ΔP через секційний реактор ВР для випадку, коли вимкнений один трансформатор зв'язку з системою, окремо, для літнього та зимового графіків при максимальних і мінімальних навантаженнях.

За літнім графіком працюватиме один турбогенератор, тому що максимальне навантаження станцій 90 МВт, що менше номінальної потужності

$P_{\text{НОМ}}$ одного генератора. При роботі G1 та T1 через BR проходить енергія потужністю ΔP при навантаженні споживачів:

- максимальному ($P_{\text{МАКС}} = 60 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = \frac{P_{\text{МАКС}}}{2} = \frac{60}{2} = 30 \text{ МВт};$$

- мінімальному ($P_{\text{МИН}} = 20 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = \frac{P_{\text{МИН}}}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ МВт}.$$

При роботі G1 та T2 потужність перетоків енергії при навантаженні споживачів:

- максимальному

$$\Delta P = P_{\Gamma} - \frac{P_{\text{МАКС}}}{2} = 90 - \frac{60}{2} = 60 \text{ МВт};$$

- мінімальному

$$\Delta P = P_{\Gamma} - \frac{P_{\text{МИН}}}{2} = 90 - \frac{20}{2} = 80 \text{ МВт}.$$

У зимовий період працює два турбогенератори з максимальною потужністю $P_{\Gamma \text{ МАКС}}=100 \text{ МВт}$ і мінімальною $P_{\Gamma \text{ МИН}}=70 \text{ МВт}$ кожний. При вимкненні T2 через BR проходить енергія потужністю ΔP при навантаженні споживачів:

- максимальному ($P_{\text{МАКС}}=90 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = P_{\Gamma \text{ МАКС}} - \frac{P_{\text{МАКС}}}{2} = 100 - \frac{90}{2} = 55 \text{ МВт};$$

- мінімальному ($P_{\text{МИН}}=40 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = P_{\Gamma \text{ МИН}} - \frac{P_{\text{МИН}}}{2} = 70 - \frac{40}{2} = 50 \text{ МВт}.$$

Розглянемо другий випадок розподілу потужності між секціями B1 і B2 збірних шин A1, коли вимкнений один генератор.

У літній період (працює T1 і T2) перетік потужності не спостерігатиметься, а при роботі одного трансформатора зв'язку

$$\Delta P = \frac{P_{\text{МАКС}}}{2} = \frac{60}{2} = 30 \text{ МВт.}$$

Для зимового графіка при навантаженні споживачів:

- максимальному ($P_{\text{МАКС}}=90 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = \frac{P_{\text{МАКС}}}{2} = \frac{90}{2} = 45 \text{ МВт;}$$

- мінімальному ($P_{\text{МИН}}=40 \text{ МВт}$)

$$\Delta P = \frac{P_{\text{МИН}}}{2} = \frac{40}{2} = 20 \text{ МВт.}$$

Отже, розглянувши різні випадки, дійдемо висновку, що максимальною потужність перетоків електроенергії $\Delta P_{\text{МАКС}} = 80 \text{ МВт}$ буде при роботі станції та споживачів за літніми графіками навантаження, коли працюють Q1 та T2 або G2 та T1 при мінімальному навантаженні споживачів. Струм максимального режиму роботи секційного реактора BR

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{\Delta P_{\text{МАКС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 5175,1 \text{ А.}$$

Задача 3.3. На двотрансформаторній підстанції з номінальною потужністю трансформаторів $S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ обчислити робочі струми нормального та максимального режимів роботи електрообладнання в таких з'єднаннях РП 110 кВ (рис. 3.3):

- лінія електропередачі ЛЕП 1;
- трансформатор T1;
- коло вимикача Q3.

Через підстанцію при напрузі 110 кВ проходить транзит електроенергії потужністю $S_{\text{ТРН}} = 50 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Максимальне навантаження підстанції $S_{\text{МАКС}} = 62 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Розв'язання. Для одиничної лінії електропередачі ЛЕП 1 струми нормального та максимального режимів роботи однакові й залежать від максимальної потужності енергії, яка передається споживачам.

Для даного випадку

$$S = S_{\text{ТРН}} + S_{\text{МАКС}} = 50 + 62 = 112 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Тоді

$$I_{\text{Н}} = I_{\text{МАКС}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{112 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 587,8 \text{ А}.$$

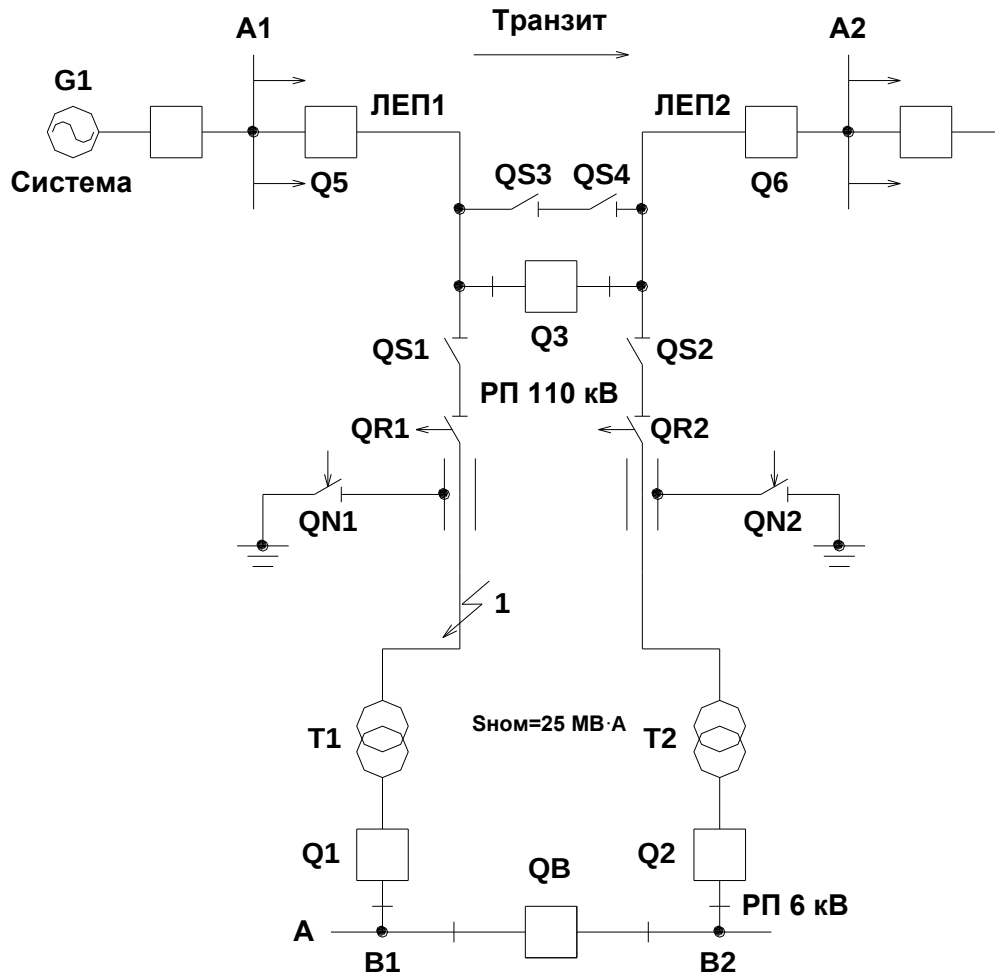


Рис. 3.3. Схема електрична трансформаторної підстанції 110 кВ.

У приєднанні трансформатора Т1 до розподільного пристрою струми обчислюють виходячи з того, що потужність трансформатора приймається на один ступінь стандартної номінальної шкали більшою, ніж номінальна потужність встановленого трансформатора, а також враховуючи коефіцієнти навантаження трансформатора в нормальному та максимальному режимах.

Таким чином:

$$I_H = \frac{0,7 \cdot S'_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{1,4 \cdot S'_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235,1 \text{ А}.$$

У колі вимикача Q3 так само, як і в колі ремонтної перемички з роз'єднувачами QS3 та QS4 струм нормального режиму визначається потужністю транзиту та навантаженням трансформатора Т2 у нормальному режимі. Максимальний режим виникне при вимкненому Т1 і працюючому Т2 з допустимим аварійним перевантаженням при наявності транзиту.

Виходячи з цього запишемо:

$$I_H = \frac{S_{\text{ТРН}} + 0,65 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{(50 + 0,65 \cdot 25) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 347,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{S_{\text{ТРН}} + 1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{(50 + 1,4 \cdot 25) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 446,1 \text{ А}.$$

3.2 Умови вибору високовольтних комутаційних апаратів

Високовольтні комутаційні апарати вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів аварійного режиму - режиму к.з.

Методика вибору однакова для всіх комутаційних апаратів, проте найбільш повно її можна розглянути на прикладі вибору високовольтних вимикачів [7].

Відповідно до [6] високовольтні вимикачі вибирають за такими умовами:

$$1) U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.мережі}}$$

$$2) I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАКС}}$$

$$3) I_{\text{н.р}} \geq I_{\text{птр}}$$

$$4) \sqrt{2} \cdot I_{н.р} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п\tau_p} + i_{a\tau_p}$$

$$5) i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$6) I_{дин} \geq I_{по}$$

$$7) I_{\tau}^2 \tau \geq B_k$$

У лівій частині рівнянь указані параметри вимикачів, що наведені в довідниках, у правій - дані мережі та розрахункові дані по струмах максимального режиму та режиму к.з.

Умови 1, 2 відповідають вибору високовольтного вимикача за номінальними параметрами, які порівнюються з номінальною напругою мережі й робочим струмом необмежено довгого за часом максимального режиму.

Правильний вибір вимикачів припускає урахування залежності їх номінального струму від температури навколишнього середовища.

Нормована температура навколишнього середовища для комутаційних апаратів прийнята 35 °С. Допускається робота вимикача при температурі понад 35 °С, але до 60°С за умови зменшення навантаження, що характеризується такими коефіцієнтами:

Температура навколишнього середовища, °С	35	40	45	50	55	60
Коефіцієнт зменшення навантаження	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

При температурі нижчій 35°С номінальний струм вимикача $I_{ном}$ (навантаження) може бути підвищений, але не більш як на 20%.

Температура навколишнього середовища, °С	35	30	25	20	15	10	5	0
Коефіцієнт збільшення навантаження	1,0	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,20

Перевірці вимикача на комутаційну здатність при розмиканні кола відповідають умова 3 (на розмикання симетричної складової частини струму

к.з.) та умова 4 (на розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної складової частини струму к.з.):

$$I_{н.р} \geq I_{п\tau_p}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.р} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п\tau_p} + i_{a\tau_p}$$

де $I_{н.р}$ - номінальний струм розмикання вимикача;

$I_{п\tau_p}$ та $i_{a\tau_p}$ - відповідно періодична та аперіодична складові струму к.з. на момент початку розходження контактів вимикача;

β_n - нормований процентний вміст аперіодичної складової струму к.з. в струмі, що його розмикає вимикач (рис.3.4).

Розрахунковий час початку розмикання струму к.з. вимикачем:

$$\tau_p = \tau_{р.змін} + \tau_{о.р},$$

де $\tau_{р.змін}$ - найменший проміжок часу, за який спрацює релейний захист, приймається таким, що дорівнює 0,01 с;

$\tau_{о.р}$ - особистий час роз'єднання вимикача, тобто проміжок часу від моменту подачі команди захистом на роз'єднання кола до моменту початку розходження головних контактів вимикача, с.

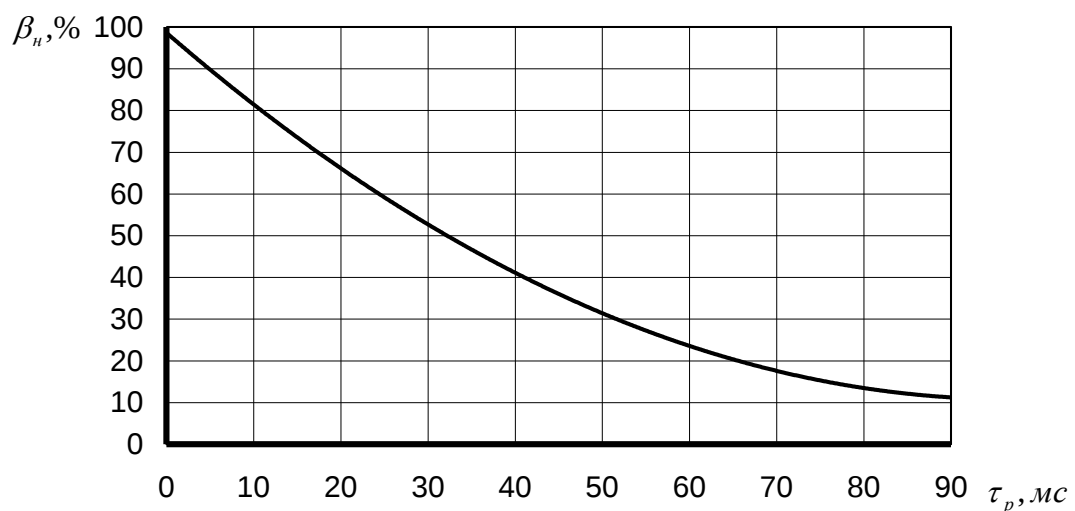


Рис.3.4. Залежність нормованого процентного вмісту аперіодичної складової струму к.з. від розрахункового часу початку розмикання кола τ_p вимикачем.

Якщо час початку розмикання вимикачем електричного кола перебільшує 0,09 с, то $\beta_n = 0$ і перевірка вимикача на комутаційну здатність при роз'єднанні повного струму к.з. кола, тобто пункт 4 умов вибору матиме вигляд

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.р} \geq \sqrt{2} \cdot I_{п\tau_p} + i_{a\tau_p}$$

Вимикачі, що працюють в режимі автоматичного повторного ввімкнення (АПВ), перевіряють ще й на комутаційну здатність при замиканні кола:

$$i_{н.з} \geq i_{уд},$$

$$I_{н.з} \geq I_{по},$$

де $i_{н.з}$, $I_{н.з}$ - номінальні струми замикання вимикача, відповідно максимальне миттєве та діюче значення.

Заводами при виготовленні вимикачів дотримується умова $i_{н.з} = 1,8\sqrt{2}I_{н.з}$ (де 1,8 - нормований ударний коефіцієнт, $i_{уд}$ - ударний струм к.з., кА).

$$i_{уд} = \sqrt{2}K_{уд}I_{по},$$

$K_{уд}$ - ударний коефіцієнт, значення якого можна прийняти за даними табл. 3.1, 3.2 або обчислити за рівнянням

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}.$$

T_a - стала часу, с (див. табл. 3.1, 3.2);

$I_{по}$ - струм у початковий момент режиму к.з. - діюче значення періодичної складової струму к.з., кА;

Умови 5, 6

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

$$I_{дин} \geq I_{по},$$

$i_{дин}$ - максимальне миттєве значення, повного струму електродинамічної стійкості, кА, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$I_{дин}$ - діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, кА.

Значення T_a та $K_{уд}$ для генераторів і синхронних компенсаторів [6]

Тип генератора або синхронного компенсатора	T_a , с	$K_{уд}$	Тип генератора або синхронного компенсатора	T_a , с	$K_{уд}$
T2-6-2	0,106	1,913	ТВМ-300	0,392	1,975
T2-12-2	0,106	1,913	ТВВ-320-2	0,368	1,973
ТВС-32	0,249	1,961	ТВВ-500-2	0,340	1,971
ТВФ-60-2	0,245	1,960	ТГВ-500	0,468	1,980
ТВФ-63-2	0,222	0,955	ТВВ-800-2	0,330	1,970
ТВФ-100-2	0,417	1,976	ТВВ-1000-2	0,440	1,978
ТВФ-120-2	0,400	1,975	ТВВ-1200-2	0,380	1,073
ТВВ-160-2	0,267	1,963	КС-16-6	0,145	1,934
ТВВ-165-2	0,410	1,976	КС-16-11	0,160	1,939
ТВВ-200-2	0,310	1,969	КСВБ-50-11	0,230	1,957
ТВВ-220-2	0,326	1,970	КСВБ-100-11	0,250	1,961
ТГВ-200	0,546	1,982	КСВБ-160-15	0,257	1,962

Ці параметри приймаються для заданого типу вимикача за довідниками відповідають перевірці вибраного вимикача на динамічну стійкість струмам к.з.

Необхідність виконання двох умов пояснюється тим, що відношення струмів, які характеризують динамічну стійкість вимикачів, а саме $i_{дин}/I_{дин}$, встановлене заводами рівним 2,55, а відношення розрахункових струмів к.з. $i_{уд}/I_{по}$ може бути більшим або меншим від 2,55: у першому випадку динамічну стійкість достатньо перевірити за умовою 5, а в другому - за умовою 6.

Перевірці вимикача на термічну стійкість струмам к.з. відповідає умова 7

$$I_{\tau}^2 \tau \geq B_k,$$

де I_{τ} - струм термічної стійкості, кА, за час τ с;

B_k - розрахункове значення теплового імпульсу, кА²·с.

Таблиця 3.2

Значення T_a та $K_{уд}$ для окремих елементів системи електропостачання

Елементи системи електропостачання	T_a , с	$K_{уд}$
На збірних шинах розподільчих пристроїв (де обчислюється режим к.з.), що з'єднанні з системою ЛЕП напругою, кВ:		
35	0,02	1,608
110...150	0,02...0,03	1,608...1,717
220...330	0,03...0,04	1,717...1,78
500...750	0,06...0,08	1,85...1,895
На збірних шинах 6...10 кВ (де обчислюється режим к.з.), що з'єднанні з системою через трансформатори потужністю, МВ·А:		
понад 80	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32	0,02...0,05	1,6...1,82
На лініях, захищених реактором з номінальним струмом, А		
понад 1000	0,23	1,956
до 630	0,1	1,904
Розподільчі мережі напругою 6...10 кВ	0,01	1,369

При перевірці на термічну стійкість до струмів к.з. апаратів і проводів ліній, обладнаних пристроями швидкодіючого АПВ, потрібно враховувати їхнє нагрівання в результаті збільшення сумарного часу проходження струму к.з. цими лініями.

3.3 Розрахунок теплового імпульсу

Тепловий імпульс B_k , що кількісно пропорційний теплоті, яка виділяється на даному елементі системи електропостачання під час режиму к.з., можна уявити як суму теплових імпульсів від періодичної B_p та аперіодичної B_a складових струму к.з., $кА^2 \cdot с$:

$$B_k = B_n + B_a.$$

Порядок визначення складових B_n та B_a залежить від положення точки к.з. в системі. При значній електричній віддаленості точки к.з. від джерел енергії (розрахунковий опір понад 3 в.о.) схему заміщення приводять до еквівалентної однопроменевої схеми, в якій усі джерела електроенергії об'єднують в одне еквівалентне джерело – „систему” (С).

Якщо розрахункова точка к.з. знаходиться безпосередньо або на незначній віддаленості від джерела, то схему заміщення розрахункової схеми приводять до двопроменевої, в якій джерело або групу джерел, що безпосередньо знаходяться біля точки к.з., виділяють в один промінь – „генератор” (Г), а решту джерел об'єднують у другий промінь – „систему” (С).

3.3.1. Розрахунок теплового імпульсу для однопроменевої схеми а джерелом "система".

У даному випадку періодична складова струму к.з. від променя "системи" $I_{\text{пос}}$ вважається величиною незатухаючою і тепловий імпульс обчислюється за виразом, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ [7]:

$$B_n = I_{\text{пос}}^2 \tau_k, \quad (3.10)$$

де τ_k - час протікання процесу к.з., с,

$$\tau_k = \tau_{p.z} + \tau_{n.p},$$

$\tau_{p.z}$ – час, за який спрацює основний релейний захист електричного пристрою, де сталося к.з. Для приєднання до розподільного пристрою генератора електроенергії потужністю 60 МВт і більше, згідно з ПУЕ за $\tau_{p.z}$ приймається час, за який спрацює резервний захист генератора, а саме $\tau_{p.z} = 4\text{с}$;

$\tau_{n.p}$ - повний час роз'єднання кола вимикача з приводом, с.

Тепловий імпульс від аперіодичної складової струму к.з. τ_a , що зменшується, асимптотично наближуючись до нуля зі сталою часу системи $T_{a.c}$

, визначається за рівнянням

$$B_a = I_{\text{пос}}^2 T_{a.c} (1 - e^{-\frac{2\tau_k}{T_{a.c}}}).$$

Повний тепловий імпульс обчислюють за (3.10), підставляючи значення $B_{\text{п}}$ та B_a :

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (\tau_k + \tau_{a.c} (1 - e^{-\frac{2\tau_k}{T_{a.c}}}).$$

Якщо $\tau_k / \tau_{a.c} \geq 1 \dots 2$, то для обчислення теплового імпульсу використовують простіший вираз:

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (\tau_k + \tau_{a.c}). \quad (3.11)$$

Розглянутий спосіб розрахунку теплового імпульсу з достатньою для практики точністю можна використати при виборі комутаційних апаратів, а також струмопроводів у таких точках системи електропостачання:

- розподільних пристроях знижувальних підстанцій 3...10 кВ, якщо до них не приєднані потужні двигуни;
- за трансформаторами та реакторами, і відокремлюють безпосередньо генератори електричної енергії;
- в розподільних пристроях вищої та середньої напруги електростанцій та підстанцій систем електропостачання.

3.3.2. Розрахунок теплового імпульсу для двопроменевої схеми з джерелами „система” та „генератор”.

Для врахування зміни періодичної складової струму к.з. за амплітудою від променя „генератор” використовуються значення відносного теплового імпульсу B_* та відносного імпульсу струму Q_* , які залежать від часу протікання процесу к.з. і визначаються за типовими кривими (рис. 3.5).

Теплові імпульси від періодичної та аперіодичної складових струму к.з. обчислюють за рівняннями:

$$B_{\text{п}} = \tau_k (I_{\text{пос}}^2 + I_{\text{пог}}^2 B_* + 2I_{\text{пос}} I_{\text{пог}} Q_*), \quad (3.12)$$

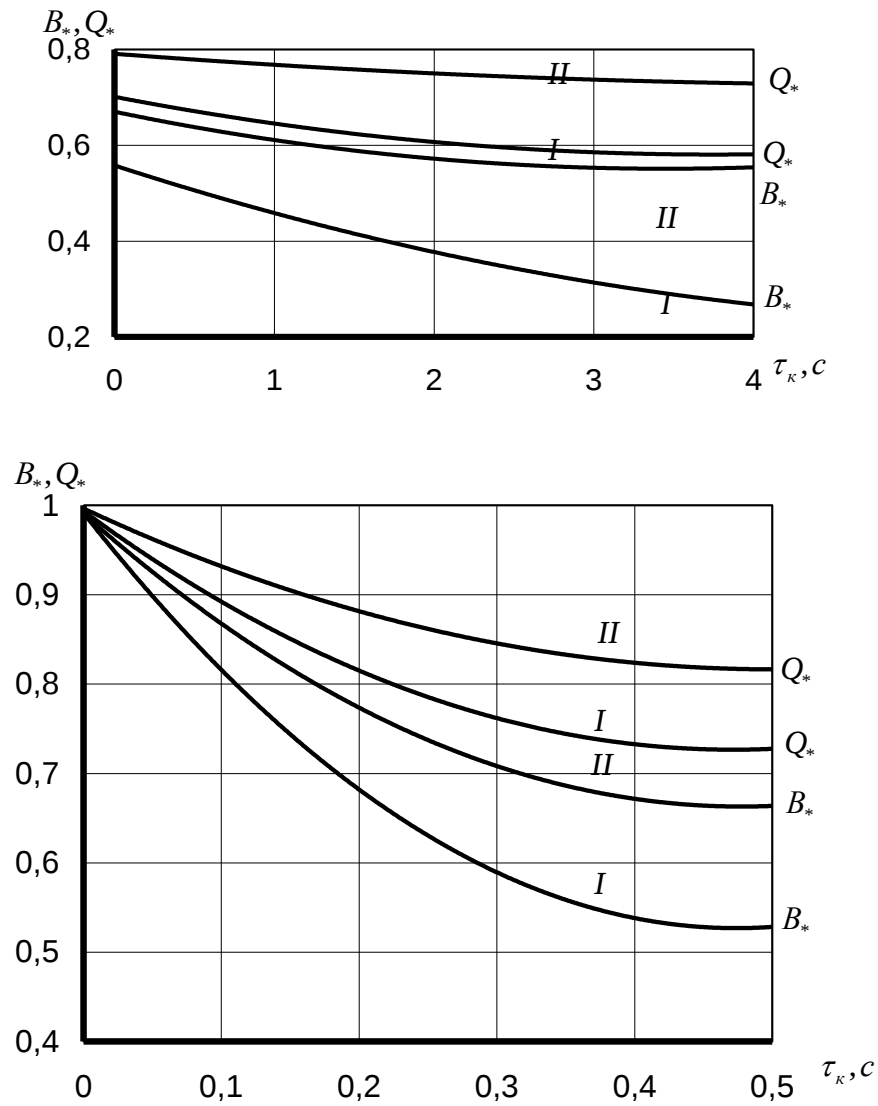


Рис.3.5. Відносні тепловий імпульс B_* та імпульс струму Q_* : I – турбогенератори (крім ТВВ-800-2) та синхронні компенсатори КСВБ-100; II – гідрогенератори, синхронні компенсатори (крім КСВБ-100) та турбогенератори ТВВ-800-2.

$$B_a = I_{\text{пос}}^2 T_{a.c} + I_{\text{пог}}^2 T_{a.г} + \frac{4I_{\text{пос}} I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{a.c}} + \frac{1}{T_{a.г}}}, \quad (3.13)$$

де $T_{a.c}$, $T_{a.г}$ – сталі часу затухання аперіодичної складової струму к.з. відповідно променя „системи” та „генератора”;

$I_{\text{пос}}$, $I_{\text{пог}}$ - періодичні складові струму к.з. (діючої величини) від променя „система” та „генератор” в момент початку к.з.

3.4 Визначення місця к.з. на схемах електропостачання для розрахунку струмів к.з.

Аналіз роботи різних приєднань до РП однакової напруги показує, що розрахункові умови по струмах к.з. для них можуть бути не однаковими. Як приклад розглянемо випадок визначення розрахункового струму к.з. для кіл генератора G1 і трансформатора T1, приєднаних до шин ГРП ТЕЦ (рис. 3.6) [8].

При виборі вимикача Q2 в колі ТВП станції T1 розрахунковою буде точка 3: через вимикач Q2 протікатиме струм к.з. від усіх джерел електроенергії - і системи, і генератора ТЕЦ.

Якщо режим к.з. станеться у точці 4, то через Q2 не протікатиме значний струм, бо електродвигуни власних потреб, що можуть бути його джерелом, відокремлені від місця к.з. значним опором трансформатора.

В інших умовах знаходиться приєднання генератора G1. У разі к.з. на його виводах (точка 1) через вимикач Q1 проходить струм від усіх джерел електросистеми („система”) за винятком струму к.з. від G1. При к.з. у точці 2 або 4 через генераторний вимикач Q1 протікатиме струм тільки від генератора.

При виборі вимикача Q1 розрахунковою буде точка, в якій у разі к.з. через вимикач протікатиме більший струм.

Порівнюючи роботу вимикачів Q1 та Q2, можна сказати, що вимикач Q2 в колі пасивного елемента, де відсутнє джерело електроенергії при аварійних режимах знаходиться у важчих умовах, ніж в колі генератора.

Отже, при виборі обладнання в системах електропостачання потрібно правильно знайти розрахункову точку режиму к.з. Особливо це стосується розподільних пристроїв станцій і підстанцій 6...10кВ (вибір Q1, Q2, Q3).

При виборі електричного обладнання РП напругою 35 кВ та більше можна ввести ряд спрощень:

- усі вимикачі РП приймаються однотипними і відрізняються один від одного тільки номінальним струмом (Q4, Q5);
- перевірка вимикачів на комутаційну здатність, динамічну та термічну

стійкість до струмів к.з. здійснюється за сумарним значенням струму к.з., тобто при пошкодженні на кінцевих ділянках збірних шин (точка 5);

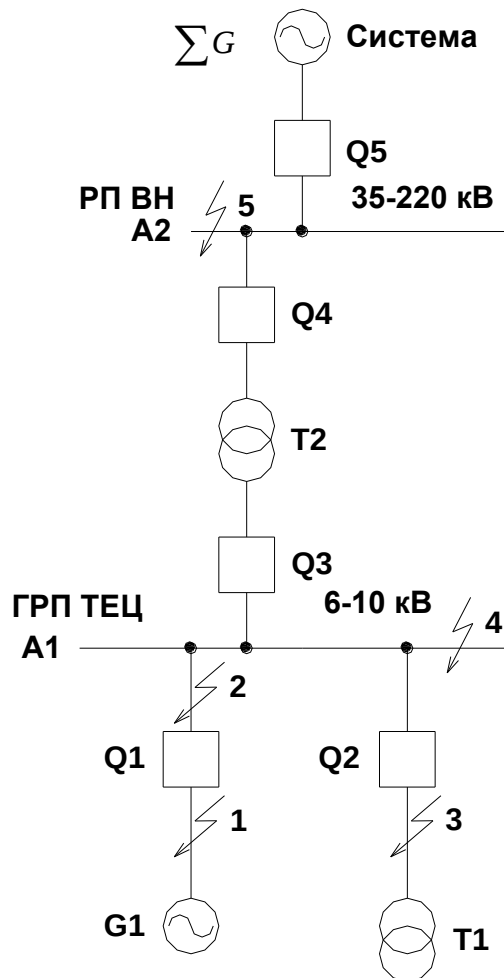


Рис. 3.6. Визначення розрахункових точок для вибору обладнання систем електропостачання.

- періодичну складову струму к.з. можна вважати незмінною в часі, тобто

$$I_{по} = I_{пт} = I_{\infty};$$

- значення ударного струму та аперіодичної складової струму к.з. можна обчислювати за сумарним значенням сталої часу, не обчислюючи складові струмів окремих кіл.

3.5 Алгоритм вибору комутаційних апаратів

Для упорядкування вибору комутаційних апаратів у РП електричних

станцій і підстанцій пропонуємо такий алгоритм розв'язання задач даного типу.

1. Визначити струми нормального I_n та максимального $I_{\max}$ режимів роботи для кожного приєднання до розподільного пристрою.

2. Залежно від характеристики розподільних пристроїв попередньо вибрати комутаційні апарати за номінальними параметрами $U_{\text{ном}}$; $I_{\text{ном}}$.

3. Обчислити для кожного приєднання до розподільного пристрою τ_p та τ_k з урахуванням параметрів комутаційних апаратів і характеристики електротехнічної установки.

4. Розрахувати струми к.з. на кінцевих ділянках збірних шин розподільних пристроїв усіх класів напруги відповідно до схеми: $I_{\text{по}}; i_{\text{уд}}; I_{\text{птп}}; i_{\text{атп}}$. Результати звести у таблицю.

5. Знайти розрахункові точки для вибору комутаційних апаратів.

6. Для кожної розрахункової точки обчислити значення теплового імпульсу B_k .

7. Перевірити вибрані попередньо комутаційні апарати на комутаційну здатність, а також на динамічну та термічну стійкість до струмів к.з.

Усі задачі з вибору комутаційних апаратів складені з використанням принципової електричної схеми ТЕЦ, зображеної на рис.3.1, даних по електротехнічних установках, що вказані на схемі, а також виконаного попередньо розрахунку струмів трифазного режиму к.з. для точок 1, 2, 3 схеми.

Розрахункові точки 1, 2 прийняті на кінцевих ділянках збірних шин А2 розподільного пристрою з боку мережі вищої напруги та збірних шин А1 розподільного пристрою генераторної напруги, де значення струму к.з. від різних джерел підсумовується і буде максимальним. Розрахункова точка 3 відповідає трифазному режиму к.з. за лінійним реактором.

Струми к.з. в точках 1, 3 обчислені для однопроменевої схеми з джерелами живлення G1, G2, G3, де періодична складова струму к.з. не змінюється в часі (джерело „система”). При короткому замиканні в точці 2 струми обчислені для двопроменевої схеми: один промінь - генератор G1, де періодична складова

змінюється в часі (джерело „генератор”); другий промінь - генератори G1 (відокремлений від розрахункової точки секційним реактором BR) та система G3, де періодична складова струму к.з. в часі не змінюється (джерело „система”). Результати розрахунку струмів к.з. зведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

**Значення струмів трифазного режиму короткого замикання для точок
1, 2, 3 електричної схеми ТЕЦ (рис. 3.1)**

Точка к.з.	Джерело струму к.з.	$I_{по},$ кА	$T_a, \text{ с}$	$K_{y\partial}$	$i_{y\partial}$	$I_{Птр}$	$I_{атр}$	$\tau_p, \text{ с}$
					кА			
1	“Система” G1, G2, G3	7,85	0,044	1,8	19,98	7,85	2,84	0,06
2	“Генератор” G1	35,4	0,42	1,98	99,13	25,49	34,2	0,16
	“Система” G2, G3	43	0,1	1,9	115,5	43	12,3	0,16
	“Генератор”, “Система” G1, G2, G3	78,4	0,244	1,935	214,63	68,49	46,5	0,16
3	“Система” G1, G2, G3	17,1	0,323	1,97	47,6	17,1	17,3	0,08

Задача 3.4. Вибрати високовольтний вимикач Q6 в колі генератора G1.

Розв’язання. Згідно з блок-схемою вибору комутаційних апаратів необхідно визначити струми нормального та максимального режимів роботи в колі генератора G1. $I_n = 6468,9 \text{ А}; I_{\max} = 6809,4 \text{ А}$ (див. задачу 3.1)

У РП 6...10 кВ рекомендується використовувати пожежо- та вибухобезпечні малооб’ємні масляні вимикачі (порівняно з багатооб’ємними масляними), що простіші в обслуговуванні аніж повітряні.

Попередньо згідно [7] вибираємо вимикач типу МЛЮ-20-90/9500УЗ з номінальними параметрами: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 9500 \text{ А}, I_{н.р} = 90 \text{ кА}, \beta_n = 20\%, I_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}, i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}, I_{\tau} = 90 \text{ кА}, \tau = 4 \text{ с}, \tau_{о.р} = 0,15 \text{ с}, \tau_{п.р} = 0,2 \text{ с};$ привод типу ПС-31.

Умови вибору вимикача за номінальними параметрами виконуються ($U_{\text{ном}} > U_{\text{ном.мережі}}$ та $I_{\text{ном}} > I_{\max}$). При цьому маємо значний запас за напругою

($U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$, $U_{\text{ном.мережі}} = 10,5 \text{ кВ}$), тому що на номінальну напругу 10 кВ відсутні вимикачі з номінальним струмом понад 6809,4 А.

Розрахунковий час початку розмикання струму к.з., вимикачем τ_p та час протікання процесу к.з. τ_k при використанні МГУ-20-90/9500УЗ дорівнюватиме відповідно:

$$\tau_p = \tau_{p.з\text{мін}} + \tau_{o,p} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$$

$$\tau_k = \tau_{p.з} + \tau_{п,p} = 4 + 0,2 = 4,2 \text{ с}$$

При обчисленні струмів трифазного режиму к.з. для вибору обладнання ГРП 10,5 кВ ТЕЦ за розрахункову прийнята точка 2.

Струми к.з. обчислювали для двопроменевої схеми: один промінь - генератор G1, другий - генератор G2 та система G3. Результати розрахунків наведено в табл.3.3.

Дія безпосереднього вибору вимикача Q6 необхідно визначитися з розрахунковою точкою для перевірки його на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів к.з. Такою точкою може бути точка к.з. 4 або 5 в колі генератора G1.

Оскільки значення періодичної складової струму к.з. від променя „генератор G2 , система G3” (джерело „система”) у початковий момент режиму к.з. дорівнює $I_{\text{пос}} = 43 \text{ кА}$ (див. табл. 3.3), що перебільшує значення періодичної складової променя „генератори G1” (джерело „генератор”, $I_{\text{пог}} = 35,4 \text{ кА}$) то для подальших обчислень при виборі вимикача Q6 МГУ-20-90 приймаємо за розрахункову точку 4 ($I_{\text{пос}} = 43 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 115,5 \text{ кА}$, $I_{\text{птр}} = 43 \text{ кА}$, $I_{\text{п } 0,16} = 12,3 \text{ кА}$, $T_a = 0,1 \text{ с}$).

Оскільки періодична складова струму к.з., що проходить через вимикач при замиканні у точці 4, не змінюється в часі, то тепловий імпульс за (3.11):

$$B_k = 43^2 (4,2 + 0,1) = 7950,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибір вимикача за номінальними параметрами з перевіркою його на комутаційну здатність, динамічну та термічну стійкість до струмів к.з.

виконаний у табличній формі (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Вибір вимикача Q6 в колі генератора [8]

№ умови вибору	Параметри вимикача МГУ-20-90/9500УЗ	Умова вибору	Розрахункові дані
1	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном. мережі} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 9500 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 6809,4 \text{ А}$
3	$I_{н.р} = 90 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{Птр} = 43 \text{ кА}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.р} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 152,7 \text{ кА}$	$\geq$	$\sqrt{2} \cdot I_{Птр} + i_{a\tau_P} = \sqrt{2} \cdot 43 + 12,3 = 73,1 \text{ кА}$
5	$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{y\partial} = 115,5 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = 105 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{но} = 43 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \tau = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_k = 7950,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Як бачимо, усі умови вибору вимикача за номінальними параметрами та перевірки його на відповідність аварійному режиму - режиму короткого замикання - виконуються. Таким чином, в колах генераторів G1 та G2 вибираємо вимикач МГУ-20-90/9500УЗ.

Задача 3.5. Вибрати вимикач Q8 та роз'єднувач QS8 в приєднанні трансформатора власних потреб ТЗ до розподільного пристрою генераторної напруги (див. рис. 3.1) номінальною потужністю 10 МВ·А.

Розв'язання: Робочі струми нормального та максимального режимів роботи трансформатора ТЗ знаходимо за (3.3), (3.4):

$$I_n = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А}$$

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А}$$

Виходячи з умов вибору вимикача за номінальними параметрами приймаємо в колі ТЗ вимикач типу ВМП-10-20/1000 з параметрами: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{макс} = 769,8 \text{ А}$, $I_{н.р} = 20 \text{ кА}$, $I_{дин} = 20 \text{ кА}$, $\tau_{о.р} = 0,12 \text{ с}$,

$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$, $\tau_{\text{п.р}} = 0,14 \text{ с}$, $I_{\tau} = 20 \text{ кА}$, $\tau = 4 \text{ с}$; привод типу ПЕ-11.

Значення струмів к.з. для перевірки вимикача на відповідність режиму к.з. приймаємо для розрахункової точки 6. У цьому випадку через Q8 та QS8 протікає сумарний струм к.з. від двох променів: від „генератора G1” та від „генератора G2, системи G3”, тобто такий само, як і для розрахункової точки 2: $I_{\text{по}} = 78,4 \text{ кА}$.

Оскільки динамічна стійкість вимикачів ВМП-10-20/1000 значно менша від розрахункових значень струмів к.з. (умова перевірки вимикача на динамічну стійкість не виконується, бо $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА} < I_{\text{по}} = 78,4 \text{ кА}$). то вимикач ВМП-10-20/1000 не відповідає умовам динамічної стійкості до струмів к.з. Через це домінуючим фактором при попередньому виборі вимикача Q8 є вибір його на динамічну стійкість.

За даними [7] умова $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ виконується лише для вимикачів типу МГУ-20-90/6300УЗ та МГУ-20-90/9500УЗ, для яких $I_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$, а $i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$. За цих умов розглянемо можливість використання в колі трансформатора власних потреб ТЗ вимикача МГУ-20-90/6300УЗ з номінальними параметрами: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$, $I_{\text{н.р}} = 90 \text{ кА}$. $\beta_{\text{н}} = 20\%$, $I_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$, $I_{\tau} = 90 \text{ кА}$, $\tau = 4 \text{ с}$, $\tau_{\text{о.р}} = 0,15 \text{ с}$, $\tau_{\text{п.р}} = 0,2 \text{ с}$; привод ПС-3.

Обчислимо розрахунковий час початку розмикання струму к.з. та час протікання процесу к.з.:

$$\tau_{\text{р}} = \tau_{\text{р.змін}} + \tau_{\text{о.р}} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с},$$

$$\tau_{\text{к}} = \tau_{\text{р.з}} + \tau_{\text{п.р}} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ с},$$

час, за який спрацює основний релейний захист ТВП $\tau_{\text{р.з}} = 0,1 \text{ с}$.

Оскільки розрахунковий час початку розмикання струму к.з. в колі трансформатора ТЗ має таке саме значення, як і в колі генератора G1(встановлені однакові типи вимикачів - МГУ-20), то в подальших викладках можна повністю використати результати розрахунку струмів к.з. для точки 2 ($T_{\text{а}}; i_{\text{уд}}; I_{\text{пт.р}}; i_{\text{ат.р}}$) і при виборі вимикача Q8.

Тепловий імпульс потрібно визначити для двопрменевої схеми з урахуванням того, що періодична складова струму к.з. в промені „генератор G1” змінюється в часі. Для цього випадку

$$B_k = B_{k.п} + B_{k.a}$$

$$B_{k.n} = \tau_k (I_{noc}^2 + I_{noz}^2 B_* + 2I_{noc} I_{noz} Q_*) = 0,3(43^2 + 35,4^2 + 0,61 + 2 \cdot 43 \cdot 35,4 \cdot 0,78) = 1496,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

відносні значення теплового імпульсу та імпульсу струму відповідно $B_* = 0,61$, $Q_* = 0,78$ (рис. 3.5).

$$B_{k.a} = I_{пoc}^2 T_{a.c} + I_{пog}^2 T_{a.g} + \frac{4I_{пoc} I_{пog}}{\frac{1}{T_{a.c}} + \frac{1}{T_{a.g}}} = 43^2 \cdot 0,1 + 35,4^2 \cdot 0,42 + \frac{4 \cdot 43 \cdot 35,4}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,42}} = 120, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 1496,4 + 1203 = 2699,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибір вимикача в колі ТВП виконаний у табличній формі і результат представлений в табл. 3.5.

Отже, в колах трансформаторів власних потреб станції Т3 та Т4 (див. рис. 3.1) необхідно встановити малооб’ємні вимикачі типу МГУ-20-90/6300УЗ, які мають значний запас по номінальному струму, напрузі та термічній стійкості через значні струми трифазного режиму: періодичної складової струму к.з. в початковий момент та ударного струму.

При виборі роз’єднувача QS8 скористаємося результатами попереднього розрахунку при виборі Q8: $I_n = 384,9 \text{ А}$, $I_{макс} = 769,8 \text{ А}$; розрахункова точка к.з. - точка 4, що аналогічно значенню струмів к.з. для точки 2 (рис. 3.1, табл. 3.3).

Роз’єднувачі вибираються за номінальними параметрами та перевіряються на динамічну і термічну стійкість до струмів к.з.

Таблиця 3.5

Вибір вимикача Q8 в колі трансформатора власних потреб ТЗ

№ умови вибору	Параметри вимикача МГУ-20-90/6300УЗ	Умова вибору	Розрахункові дані
1	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном. мережі} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 769,8 \text{ А}$
3	$I_{н.р} = 90 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{Птр} = 68,49 \text{ кА}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.р} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 152,7 \text{ кА}$	$\geq$	$\sqrt{2} \cdot I_{Птр} + i_{a\tau_P} = \sqrt{2} \cdot 68,49 + 46,5 = 143,36 \text{ кА}$
5	$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{y\partial} = 214,63 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = 105 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{но} = 78,4 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \tau = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 2699,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приймемо для установки в колі ТВП ТЗ роз'єднувач типу РВР 3-1-20/6300УЗ з приводами ПДВ-1УЗ та ПЧ-50, результати вибору - в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Вибір роз'єднувача QS8 в приєднанні ТВП ТЗ до РП генераторної напруги

№ умови вибору	Параметри роз'єднувача РВР 3-1-20/6300УЗ	Умова вибору	Розрахункові дані
1	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном. мережі} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 769,8 \text{ А}$
5	$i_{дин} = 260 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{y\partial} = 214,7 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{но} = 78,4 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \tau = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 2699,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Задача 3.6. Вибрати вимикач Q1 та роз'єднувач QS1 в колі трансформатора зв'язку а системою Т1 до збірних шин А2 РП 220 кВ, використовуючи дані схеми рис. 3.1, а також дані табл. 3.3. розрахунку струмів к.з.

Розв'язання. Робочі струми нормального та максимального режимів відповідно за (3.3), (3.4):

$$I_{\text{н}} = \frac{0,7 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 294 \text{ А}.$$

Прийmemo для установки малооб'ємні масляні вимикачі типу ВМТ-220, що мають значно менші розміри та масу порівняно з баковими вимикачами. Відносно невелика кількість масла полегшує їх обслуговування та ремонт, а також зменшує загрозу вибуху та пожежі.

Номінальні параметри вимикача: $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{н.р}} = 20 \text{ кА}$, $\beta_{\text{н}} = 25\%$, $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$, $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\tau} = 20 \text{ кА}$, $\tau = 3 \text{ с}$, $\tau_{\text{о.р}} = 0,05 \text{ с}$, $\tau_{\text{п.р}} = 0,08 \text{ с}$ [7].

Для розрахунку струмів к.з. та теплового імпульсу обчислимо $\tau_{\text{р}}$ та $\tau_{\text{к}}$:

$$\tau_{\text{р}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$\tau_{\text{к}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

Оскільки перевірка комутаційних апаратів на комутаційну здатність, динамічну та термічну стійкість до струмів к.з. у РП напругою 35 кВ та вище виконується за сумарним значенням струмів, то для даного випадку за розрахункову прийнята точка 1, де $I_{\text{по}} = 7,85 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 19,98 \text{ кА}$, $T_{\text{а}} = 0,044 \text{ с}$, $I_{\text{пт.р}} = 7,85 \text{ кА}$, $i_{\text{ат.р}} = 2,84 \text{ кА}$ (табл. 3.3).

Величина теплового імпульсу за (3.11)

$$B_{\text{к}} = 7,58^2 (0,18 + 0,044) = 26,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибір вимикача зведений у табл.3.7. За даними табл. 3.7. вимикач серії ВМТ-220Б-20/1000 УХЛ1 задовольняє розрахунковим даним.

Згідно з попередніми розрахунками вибираємо роз'єднувач зовнішньої установки типу РНД-3-1-220/630 УХЛ1 з номінальною напругою 220 кВ, номінальним струмом 630 кА, струмом термічної стійкості головних ножів $I_{\tau} = 40 \text{ кА}$ за 3 с, заземлюючих ножів $I_{\tau} = 40 \text{ кА}$ за 1с; приводи головних ножів ПДН-220ХЛ1, заземлюючих - ПРН-110ХЛ1.

Таблиця 3.7

Вибір вимикача Q1 в колі трансформатора зв'язку з системою Т1

№ умови вибору	Номінальні параметри вимикача ВМТ-220Б-20/1000УХЛ1	Умова вибору	Розрахункові дані
1	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном. мережі} = 220 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 294 \text{ А}$
3	$I_{н.р} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{Птр} = 7,85 \text{ кА}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.р} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) = 35,36 \text{ кА}$	$\geq$	$\sqrt{2} \cdot I_{Птр} + i_{a\tau_P} = \sqrt{2} \cdot 7,85 + 2,84 = 13,94 \text{ кА}$
5	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{yd} = 19,98 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{но} = 7,85 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \tau = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 26,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів виконаний у табличній формі (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Вибір роз'єднувача QS1 в колі трансформатора зв'язку з системою Т1

№ умови вибору	Номінальні параметри роз'єднувача РНДЗ-1-220/630УХЛ1	Умова вибору	Розрахункові дані
1	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном. мережі} = 220 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 294 \text{ А}$
5	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{yd} = 19,98 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = i_{дин}/2,55 = 39 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{но} = 7,85 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \tau = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 26,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розділ 4. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

Електроенергія, що виробляється генераторами електростанцій, при передачі до споживачів зазнає багатократну трансформацію в трансформаторах, що підвищують і знижують напругу [2]. Тому встановлена потужність трансформаторів в енергосистемі перевищує потужність генераторів в 4 - 5 раз.

Застосовують:

- однофазні і трифазні трансформатори;
- двообмоточні і триобмоткові трансформатори;
- автотрансформатори.

Трифазні трансформатори в порівнянні з однофазними економічніше (на 20 - 25% менше вартість, на 12 - 15% менше втрати) і простіше в експлуатації. Тому в основному застосовують 3-х фазні трансформатори. Групи з трьох однофазних трансформаторів застосовують при великих потужностях (більше 100 МВА) за умовами виготовлення або за умовами транспортування.

Двообмоточні трансформатори (35/6-10 кВ; 110/6-10 кВ) застосовуються в тих випадках, коли на підстанції треба мати одну вторинну напругу. Якщо вимагається отримати дві вторинних напруги, застосовуються триобмоткові трансформатори (220/110/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ). У них сумарна потужність обмоток середнього і нижчого напруги може бути рівна потужності обмотки вищої напруги або усі обмотки розраховані на однакову потужність.

Різновидом триобмоткового трансформатора є трансформатор з *розщепленою обмоткою* нижчої напруги (110/10/10 кВ; 110/6/6 кВ або 110/10/6 кВ). Обмотка нижчої напруги (НН) складається з двох гілок, розташованих симетрично обмотці вищої напруги. Кожна гілка розрахована на $0,5 S_{\text{ном}}$. Трансформаторів з розщепленою обмоткою мають великий опір, що дозволяє обмежити струми к.з. на стороні НН.

У електроустановках 220-500 кВ застосовують силові автотрансформатори (АТ). Якщо в трансформаторах, що мають самостійні обмотки первинної і вторинної напруги, укладені на загальний магнітопровід, передача енергії з

однієї обмотки в іншу здійснюється електромагнітним шляхом, то в автотрансформаторах має місце і електричний зв'язок між обмотками.

Для силових трансформаторів і АТ застосовують буквено-цифрові позначення.

У типі трансформаторів послідовно вказують:

1. Т - трифазний;

О - однофазний.

2. С - природне повітряне охолодження;

М - природне масляне охолодження;

Д - масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла;

ДЦ - масляне охолодження з дуттям і примусовою циркуляцією масла;

Ц - масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла.

3. Т - триобмотковий;

Р - з розщепленою вторинною обмоткою;

без позначення - двообмоточний.

Буква А перед позначенням означає автотрансформатор.

Буква Н після позначення означає наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Наприклад, ТДТН - трансформатор трифазний з масляним охолодженням з дуттям триобмотковий з РПН; ТРДН - трансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям, з розщепленою вторинною обмоткою, з РПН; ТДН - трансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям, двообмоточний, з РПН; АТДЦТН - автотрансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям і примусовою циркуляцією масла, триобмотковий, з РПН.

4.1 Номінальні параметри трансформаторів

Номінальним називається режим роботи трансформатора, для якого він призначений заводом-виготівником. Умовами, що визначають номінальний

режим роботи, є:

- номінальна потужність, $S_{\text{НОМ}}$, кВА, МВА;
- номінальна напруга, $U_{\text{НОМ}}$, кВ;
- номінальний струм, $I_{\text{НОМ}}$, А;
- номінальні умови середовища, що охолоджує;
- напруга к.з., $u_{\text{к}}$ %;
- струм неробочого ходу, $I_{\text{хх}}$;
- втрати неробочого ходу, $\Delta P_{\text{хх}}$;
- втрати к.з., $\Delta P_{\text{кз}}$.

Номінальною потужністю трансформатора називається вказане в паспорті значення повної потужності, на яку трансформатор може бути навантажений безперервно в номінальних умовах установки і середовища, що охолоджує, при номінальній частоті і напрузі. Якщо обмотки трансформатора мають різні потужності, то за номінальну приймають найбільшу (зазвичай ВН). За номінальну потужність АТ береться номінальна потужність сторін, що мають автотрансформаторний зв'язок. Її називають "прохідною" потужністю.

Номінальна напруга обмоток - це напруга первинної і вторинних обмоток при холостому ході (лінійні - для 3-хфазних або $U_{\text{л}}/\sqrt{3}$ - для однофазних трансформаторів). Номінальним коефіцієнтом трансформації для 2-х обмотувальних трансформаторів називають

$$n = \frac{U_{\text{НОМВН}}}{U_{\text{НОМНН}}}, \quad (4.1)$$

Для 3-хобмоткових трансформаторів визначають коефіцієнт трансформації кожної пари обмоток.

Номінальними струмами обмоток трансформатора називають струми, визначувані по їх номінальних потужностях і номінальній напрузі. Під номінальним навантаженням розуміють навантаження, рівне номінальному струму.

Напруга короткого замикання ($U_{\text{к}}$) - це напруга у відсотках від

номінального, при підведенні якого до однієї з обмоток трансформатора в замкнутій накоротко іншій обмотці струм дорівнює номінальному. Воно характеризує повний опір обмоток трансформатора. Для 3-х обмотувальних трансформаторів і АТ приводиться U_K для кожної пари обмоток (при розімкненій третій).

Струм неробочого ходу I_{xx} характеризує активні і реактивні втрати в сталі і виражається у відсотках від номінального струму трансформатора.

Втрати неробочого ходу ΔP_{xx} і короткого замикання $\Delta P_{кз}$ визначають економічність роботи трансформатора. Вони характеризують втрати в сталі (на вихрові струми і гістерезис) і втрати в обмотках при протіканні по них струмів навантаження.

4.2 Схеми і групи з'єднання обмоток

Обмотки зазвичай мають схеми з'єднань: зірка Y; зірка з виведеною нейтраллю Y_0 ; трикутник Δ .

Зрушення фаз між ЕДС первинною і вторинною обмоток виражають групою з'єднань. При різних схемах з'єднань обмоток може бути отримані 12 груп з'єднань.

При схемах Y / Y - групи: 2, 4, 6, 8, 10, 0.

При схемах Δ / Y або Y / Δ - групи: 1, 3, 5, 7, 11.

Обмотку ВН зазвичай сполучають в Y, що дозволяє економити ізоляцію ($U_\phi = U_n / \sqrt{3}$), а обмотку НН - в Δ , оскільки при цьому струм у фазі буде $I_n / \sqrt{3}$, що дозволяє зменшити витрати міді.

З'єднання обмоток в (з виведеною нульовою точкою застосовується у тому випадку, коли нейтраль обмотки заземлюється. Ефективне заземлення нейтралей обов'язкове в трансформаторах 300 кВ і вище і в усіх АТ. Системи 110 - 220 кВ, як правило, працюють з ефективно-заземленою нейтраллю.

Проте для зменшення струмів однофазного к.з. частина трансформаторів

може працювати з ізолюваною нейтраллю. При цьому в режимі розземленої нейтралі остання захищається від перенапружень, оскільки ізоляція нульових виводів не розрахована на повну напругу.

4.3 Елементи конструкції трансформаторів

Основними елементами конструкції є: магнітопровід; обмотки; ізоляція; виводи; бак; пристрої для охолодження; пристрої регулювання напруги; захисні і вимірювальні пристрої; візок (каретка з катками).

Магнітопровід складає остов трансформатора. Він виконується з листів електротехнічної сталі, що ізолюються папером. чи лаком. Стержні магнітопроводу стягуються склобандажами а ярма - сталевими бандажами.

На остові магнітопроводу встановлюють обмотки - концентричні або такі, що чергуються. Частіше застосовуються концентричні обмотки, такі, що чергуються - тільки в спеціальних трансформаторах (пічних, сухих).

Для провідників обмоток використовують алюміній (при потужності трансформаторів до 6300кВА) або мідь.

Для ізоляції масляних трансформаторів використовуються:

- масло і тверді діелектрики;
- масло і папір;
- масло і електрокартон;
- масло і гетинакс;
- масло і дерево.

Масло заповнює бак трансформатора, забезпечуючи міжфазну ізоляцію і ізоляцію від заземленого бака.

У сухих трансформаторах застосовуються ізолюючі матеріали на основі кремнійорганічних з'єднань.

Магнітопровід разом з обмотками і відведеннями від них до введень складають активну частину.

Активну частину поміщають в бак. Кришку бака використовують для установки вводів, розширювача, термометрів. На стінках бака розміщують

охолоджуючі пристрої - радіатори. У трансформаторах невеликої потужності бак виконують з верхнім роз'ємом. При ремонтах знімають кришку і піднімають активну частину з бака. Якщо маса активної частини більше 25 тон, вона встановлюється на донну частину бака, а потім накривається дзвоноподібною верхньою частиною бака це при ремонтах не потребує виймання активної частини. Баки екрануються пакетами електротехнічної сталі або немагнітними матеріалами.

Розширювач є циліндричним баком, сполученим трубками з баком. У нього витісняється масло при підвищенні його рівня в баку при нагріві. При пониженні рівня масла в розширювач всмоктується повітря через силікогелевий фільтр. Фільтр осушує повітря, щоб вологе повітря не викликало зниження діелектричних властивостей масла. Оскільки силікогелевий фільтр повністю не осушує повітря (особливо при різких коливаннях навантаження), в сучасній енергетиці широке застосування отримують герметичні баки із заповненням вільного простору під кришкою інертним газом.

На кришці бака розміщують захисні і вимірювальні пристрої: маслопоказчик, термометри, реле пониження рівня масла.

4.4 Системи охолодження силових трансформаторів

Щоб уповільнити процес зносу трансформатора і збільшити одночасно передавану ним потужність, використовуються охолоджуючі пристрої. Прийнято вважати, що охолоджуючий пристрій масляного трансформатора (для силових трансформаторів і автотрансформаторів як охолоджуюча рідина, використовується трансформаторне масло) складається з системи *внутрішнього охолодження*, що забезпечує передачу теплоти від обмоток і магнітопроводу охолоджуючому маслу, і системи *зовнішнього охолодження*, що забезпечує передачу теплоти від масла довкіллю.

В електроенергетичних системах України на ЕС і підстанціях застосовуються трансформатори з системами охолодження М, Д, ДЦ, ДЦН,

Ц.

Система охолодження М застосовуються в трансформаторів порівняно невеликій потужності напругою, як правило, до 35 кВ. Баки таких трансформаторів гладкі з охолоджуючими трубами, або навісними трубчастими охолоджувачами (радіаторами). Кожен радіатор є самостійним вузлом, приєднаним своїми патрубками до патрубків бака. Між фланцями патрубків вбудовані плоскі екрани, що перекривають доступ масла в радіатор. Природний рух нагрітих і холодних шарів масла в трансформаторі відбувається за рахунок різної їх щільності, тобто за рахунок гравітаційних сил. У докілья теплота передається конвенційними потоками повітря в поверхні баків і радіаторів, а також випромінюванням.

Система охолодження Д застосовується в трансформаторів середньої потужності напругою 35, 110 і 220 кВ. У ній використовуються навісні радіатори що обдуваються вентиляторами. Вентилятори встановлюються на консолях, приварених до стінки бака. Включення і відключення електродвигунів вентиляторів здійснюється автоматично або вручну. При цьому масло проникає в радіатори природним чином. Для автоматичного управління використовуються термічні сигналізатори.

Система охолодження ДЦ набула поширення для охолодження потужних трансформаторів зовнішньої установки напругою 110 кВ і вище. Її особливість - вживання масло-повітряних охолоджувачів з примусовою циркуляцією масла і форсованим обдуванням ребристих труб охолоджувачів повітрям. Управління охолоджувачем ДЦ автоматичне і ручне. Апаратура управління змонтована в спеціальних шафах автоматичного управління охолодженням трансформатора типу ШАОТ - ДЦ або ШАОТ - ДЦН (ДЦ - масляне охолодження з дуттям і ненапрявленою циркуляцією масла; ДЦН - те ж, але з направленою циркуляцією масла).

Система охолодження ДЦН - відрізняється від ДЦ лише тим, що рух масла усередині трансформатора впорядкований: охолоджене масло подається по спеціальних трубах до певних частин обмоток, внаслідок чого створюється

направлена циркуляція масла по охолоджуючих каналах.

У системах охолодження ДЦ і ДЦН схема автоматичного управління забезпечує:

- включення основної групи охолоджувачів при включенні трансформаторів в мережу;
- збільшення інтенсивності охолодження включенням додаткового охолоджувача досягши номінального навантаження або заданої температури масла в трансформаторі;
- включення резервного охолоджувача при аварійному відключенні працюючого тощо.

Шафи управління охолодженням обладнані постійно включеною сигналізацією про припинення циркуляції масла, зупинку вентиляторів дуття, включення резервного охолоджувача, перемиканні живлення двигунів системи охолодження з основного джерела на резервне (при зникненні напруги або його пониженні в основній мережі).

Масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією типу Ц принципово влаштоване так само, як система ДЦ, але на відміну від останньої, охолоджувачі в системі Ц складаються з трубок, по яких циркулює вода, а між трубами рухається масло. Застосовується для потужних трансформаторів зовнішньої і внутрішньої установки. Вона компактна, забезпечує високу надійність і теплову ефективність.

Для трансформаторів зовнішньої установки охолоджувачі розміщені в приміщеннях з позитивною температурою. Передбачаються заходи, що запобігають замерзанню води в масло-охолоджувачах, насосах, водяних магістралях в зимовий час (наприклад, злив води з охолоджувачів при відключенні трансформатора, утеплення охолоджувачів тощо).

На рис.4.1 приведена принципова схема охолодження Ц. Гаряче масло з верхньої частини бака трансформатора 1 перекачується насосом 2 через маслоохолоджувачі 17, охолоджується циркулюючою в ній водою і повертається через сітчасті фільтри 7 в нижню частину бака.

Циркуляція води через охолоджувач здійснюється за допомогою водяного відцентрового насоса 18. Аби виключити підсоси води в масло в разі утворення нещільності і тріщин в трубах, по яких циркулює вода, маслonaсоси встановлюють перед маслоохолоджувачем, тиск масла в якому підтримують вище за тиск води не менше чим на 0,1 - 0,2 МПа.

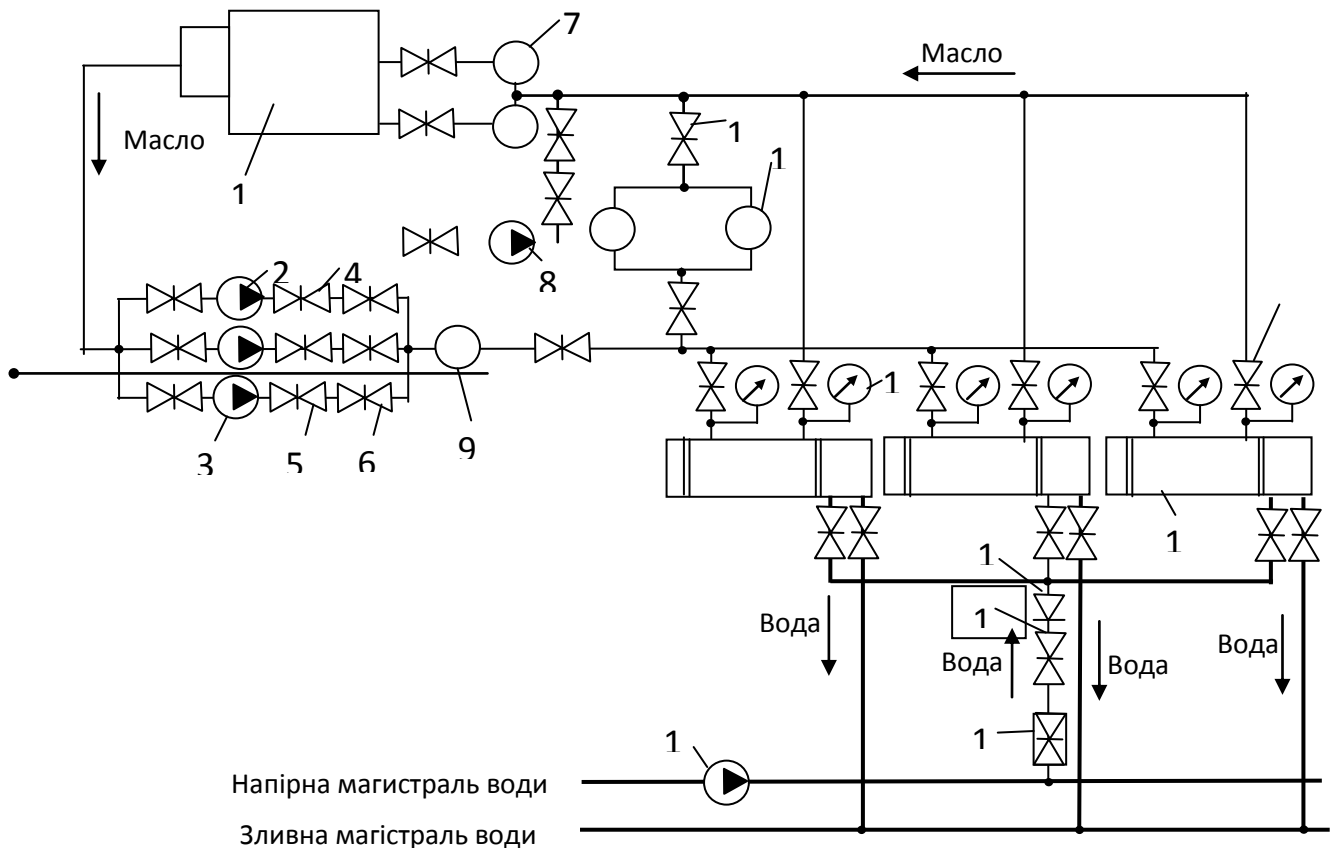


Рис.4.1. Принципова схема охолодження ЦТ: 1 - трансформатор; 2 - робочий насос; 3 - резервний насос; 4 - нормально відкритий зворотний клапан; 5 - нормально закритий зворотний клапан; 6 - нормально відкрита засувка; 7 - сітчастий фільтр; 8 - пусковий насос; 9 - дифманометр; 10 - пробковий кран; 11 - адсорбер; 12 - манометр; 13 - витратомір води; 14 - засувка з електроприводом; 15 - дросельний клапан; 16 - нормально закрита засувка; 17 - охолоджувач; 18 - водяний відцентровий насос.

У схемі охолодження ЦТ є гілка з пусковим насосом 8, який призначений для перемішування масла і вирівнювання його температури у всіх зонах бака трансформатора. Пусковий насос 8 створює циркуляцію масла поза контуром

охолоджувачів. Він автоматично включається при включенні трансформатора під напругу і відключається досягши температури масла . Далі включаються робочі насоси 2, які повинні працювати при всіх режимах роботи трансформатора.

В системах охолодження Ц є (рис.4.1) прилади для контролю температури, витрати і тиску масла і води, для очищення масла і води, а також апаратура управління охолодженням і різні сигнальні пристрої.

Для силових трансформаторів і автотрансформаторів характерна наявність досить розвиненої і складної системи контролю стану, а для багатьох ще і систем (ще складніших) регулювання напруги, що вивчаються в спеціальних розділах і курсах.

Сухі трансформатори мають повітряне охолодження (С). Застосовується для трансформаторів невеликої потужності, якщо за умовами пожеже-небезпечності неможлива установка масляного трансформатора (у виробничих приміщеннях, громадських будівлях). Повітряне охолодження виконується в різних виконаннях:

- С - відкритому;
- СЗ - захищеному;
- СГ - герметизованому;
- СД - з примусовою циркуляцією повітря.

4.5 Навантажувальна здатність силових трансформаторів

Для силових трансформаторів окрім номінальної потужності використовується поняття "Здатності навантаження", критерієм якої є термін служби трансформатора.

В процесі експлуатації трансформатор, потужність якого вибрана по максимальному навантаженню, частина доби може бути недовантажена. В результаті зменшується знос ізоляції, а термін служби збільшується і трансформатор за своїми технічними показниками застаріє раніше, ніж зноситься ізоляція. Тому в експлуатації вважають за можливе перевищувати

номінальне навантаження, але при цьому термін служби був не менше 20 - 25 років.

Навантажувальна здатність трансформатора - це сукупність допустимих навантажень і перевантажень.

Допустиме навантаження - це тривале навантаження, при якому знос ізоляції обмоток не перевершує знос при номінальному режимі.

Перевантаження - режим, при якому знос ізоляції обмоток перевершує знос, відповідний номінальному режиму роботи. Систематичні перевантаження трансформатора можливі за рахунок нерівномірності його навантаження протягом доби. Максимальне допустиме систематичне навантаження визначається за умови, що найбільша температура обмотки не перевищує 140°C , а найбільша температура масла у верхніх шарах - 95°C . Для визначення допустимого систематичного перевантаження використовуються графіки здатності навантаження трансформаторів.

ГОСТ 14209-85 містить 36 графіків (рис. 4.2) здатності (для різних систем охолодження, значень постійної часу нагріву трансформаторів і еквівалентної температури довкілля) навантаження.

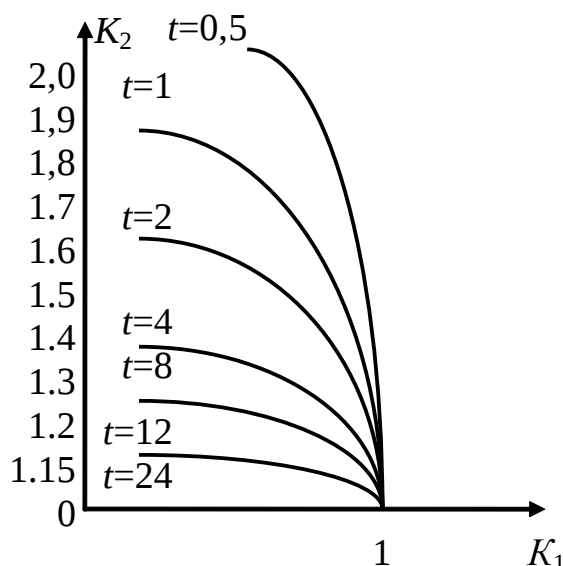


Рис. 4.2. Графік здатності навантаження трансформаторів: K_1 - коефіцієнт початкового навантаження (попередньому перевантаженню); K_2 - коефіцієнт допустимого перевищення навантаження.

Криві побудовані для різної тривалості t перевантаження.

Для обчислення K_1 і K_2 початковий добовий графік (на рис.4.3 показаний пунктиром) приводять до еквівалентного двоступінчатого графіку з навантаженнями S_{1e} , S_{2e}

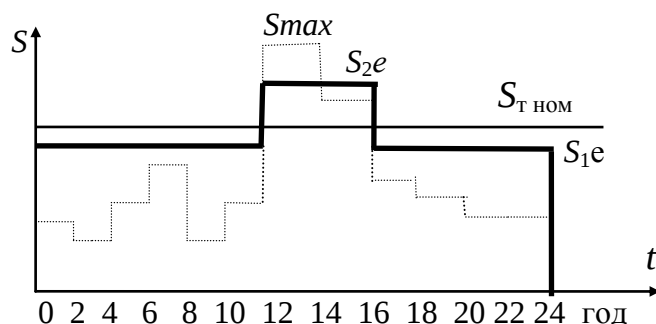


Рис. 4.3. Двоступінчатий графік навантаження.

$$S_{1e} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{n1} t_i}}; \quad S_{2e} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n2} S_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{n2} t_i}}; \quad (4.2)$$

де S_i - навантаження i -й ступені графіку навантаження;

t_i - тривалість i -ї ступені;

$S_{T_{НОМ}}$ - номінальна потужність трансформатора;

n_1 - число ступеней, де навантаження менше $S_{T_{НОМ}}$;

n_2 - число ступеней, де навантаження більше $S_{T_{НОМ}}$.

Навантаження S_{1e} визначається за інтервал часу 10 годин, передуючий початку найбільшого перевантаження. Потім обчислюють:

$$K_1 = \frac{S_{1e}}{S_{T_{НОМ}}}; \quad K_2' = \frac{S_{2e}}{S_{T_{НОМ}}}; \quad \text{і} \quad K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{T_{НОМ}}}. \quad (4.3)$$

Якщо $K_2' \geq 0,9K_{max}$, приймають $K_2 = K_2'$

Якщо $K_2' \leq 0,9K_{max}$, приймають $K_2 = 0,9K_{max}$.

Після обчислення K_1 і K_2 по графіку здатності навантаження визначають тривалість допустимого перевищення навантаження t . Якщо $t \geq \sum t_i$, таке перевантаження *допустиме*.

Якщо зимові і літні графіки навантаження співпадають, то приймають річну еквівалентну температуру середовища, що охолоджує. Якщо графіки

розрізняються, розрахунок роблять окремо для зимового і літнього графіків.

Навантаження більше $1,5 \cdot S_{\text{ТНОМ}}$ допустимі тільки за узгодженням із заводом-виготівником, більше $2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}$ - не дозволяються.

Аварійне перевантаження визначається гранично допустимою температурою обмоток $+140^{\circ}\text{C}$ і температурою масла $+115^{\circ}\text{C}$. Таке перевантаження допускається в аварійних ситуаціях.

Величина допустимого аварійного перевантаження визначається ГОСТ 14209-85 залежно від K_1 (коефіцієнта початкового навантаження), температури середовища, що охолоджує, у момент аварії і тривалості перевантаження. Точний розрахунок систематичних навантажень і аварійних перевантажень виробляється на підставі розрахунку його температурного режиму (теплого розрахунку).

4.6 Тепловий розрахунок трансформаторів

Тепловий розрахунок полягає в обчисленні температури масла і обмоток трансформатора протягом доби.

Перевищення температури масла (у верхніх шарах) над температурою довкілля.

$$\tau_{\text{м}} = \tau_1 + (\tau_2 - \tau_1) \cdot \left(1 - e^{-t/T_{\text{нагр}}} \right), \quad (4.4)$$

де τ_1 - перевищення температури масла, відповідне коефіцієнту початкового навантаження K_1 .

$$\tau_1 = \tau_{\text{м(н)}} \left(\frac{1 + b \cdot k_1^2}{1 + b} \right)^m; \quad (4.5)$$

τ_2 - перевищення температури масла, відповідне K_2 .

$$\tau_2 = \tau_{\text{м(н)}} \left(\frac{1 + b \cdot k_2^2}{1 + b} \right)^m; \quad (4.6)$$

де $\tau_{\text{м(н)}}$ - перевищення температури масла при номінальному навантаженні;

b - відношення втрат к.з. до втрат неробочого ходу

$$b = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{\Delta P_{\text{н.х.}}}; \quad (4.7)$$

де $T_{\text{нагр}}$ - постійна часу нагріву трансформатора;

m - показник міри, який залежить від системи охолодження.

Перевищення температури обмотки над температурою довкілля

$$\tau_{\text{обм}} = \tau_{\text{м}} + \Delta \tau_{\text{обм(н)}} \cdot K_2^{2m}, \quad (4.8)$$

де $\Delta \tau_{\text{обм(н)}}$ - сумарний перепад температур між найбільш нагрітою точкою ізоляції і верхніми шарами масла при номінальному навантаженні.

Температури масла і обмоток :

$$\theta_{\text{м}} = \tau_{\text{м}} + \theta_{\text{о}}; \quad \theta_{\text{обм}} = \tau_{\text{обм}} + \theta_{\text{о}}, \quad (4.9)$$

де $\theta_{\text{о}}$ - температура довкілля.

Зношення ізоляції характеризується величиною відносного зносу L - відношенням добового зносу ізоляції в даному режимі до номінального (в умовах, коли температура обмотки в найбільш нагрітій точці постійна і дорівнює 98 °С). Величина L визначається відповідно до "шестиградусного правила" (при збільшенні температури на 6 °С термін служби ізоляції зменшується в два рази) :

$$L = 2^m, \quad (4.10)$$

де m - показник міри, рівний:

$$m = \frac{(\theta_{\text{обм}} - 98^\circ)}{6^\circ}. \quad (4.11)$$

4.7 Особливості автотрансформаторів

Однофазний трансформатор має дві незалежні обмотки, укладені на загальний магнітопровід.

Автотрансформатор (рис.4.4) має одну обмотку, до кінців якої (AX) прикладена напруга U_1 , а між середньою точкою і одним з кінців (aX) -

знімається напруга U_2 .

Під дією U_1 в частині обмотки Аа (послідовною) протікає струм I_1 , створюючи магнітний потік, який наводить ЕРС і струм I_o в другій частині обмотки аХ (загальній).

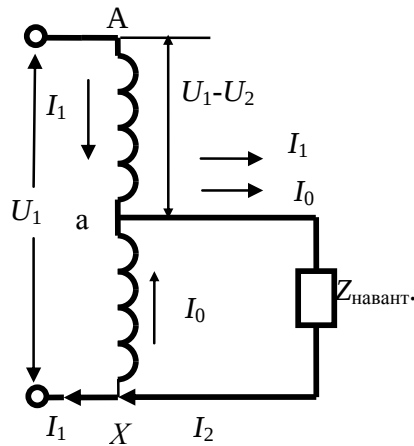


Рис. 4.4. Схема однофазного автотрансформатора.

У вторинне коло ($Z_{\text{навант.}}$) протікає струм I_1 (завдяки наявності електричного зв'язку) і струм I_o (завдяки магнітному зв'язку)

$$I_2 = I_1 + I_o. \quad (4.12)$$

Струм в загальній обмотці

$$I_o = I_2 - I_1. \quad (4.13)$$

Повна потужність, що передається з первинною на вторинну обмотку (якщо нехтувати втратами)

$$S = U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2. \quad (4.14)$$

Якщо перетворити цей вираз, отримаємо:

$$S = U_1 \cdot I_1 = [(U_1 - U_2) + U_2] \cdot I_1 = (U_1 - U_2) \cdot I_1 + U_2 \cdot I_1. \quad (4.15)$$

Отже, повна передавана потужність має дві складові:

$(U_1 - U_2) \cdot I_1$ - потужність, що передається магнітним шляхом або трансформаторна потужність (S_t);

$U_2 \cdot I_1$ - потужність, що передається електричним шляхом або електрична

потужність (S_e).

У номінальному режимі повна потужність S , яку називають прохідній, є номінальною потужністю $S = S_{\text{прох}} = S_{\text{ном}}$, а трансформаторна потужність - типовою потужністю $S_T = S_{\text{тип}}$.

З рис 4.4 витікає, що потужність послідовної обмотки

$$S_{\text{посл}} = (U_1 - U_2) \cdot I_1 = S_T = S_{\text{тип}}. \quad (4.16)$$

Потужність загальної обмотки

$$S_{\text{заг}} = U_2 \cdot I_0 = U_2 \cdot (I_2 - I_1) = U_2 \cdot I_2 - U_2 \cdot I_1 = S_{\text{ном}} - S_e. \quad (4.17)$$

Трансформаторна потужність визначає розміри магнітопроводу, а відношення

$$\frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{(U_1 - U_2) \cdot I_1}{U_1 \cdot I_1} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} = 1 - \frac{1}{n} = k_{\text{виг}}; \quad (4.18)$$

де $n = \frac{U_1}{U_2}$ - коефіцієнт трансформації.

$k_{\text{виг}}$ - коефіцієнт вигідності автотрансформатора в порівнянні із звичайним трансформатором або коефіцієнт типової потужності.

Якщо через $k_{\text{виг}}$ виразити потужність загальної обмотки

$$S_{\text{заг}} = U_2 \cdot (I_2 - I_1) = U_2 \cdot I_2 \cdot \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = U_2 \cdot I_2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n}\right) = S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{виг}} = S_{\text{тип}}. \quad (4.19)$$

Таким чином, потужності послідовної і загальної обмоток не перевищують типовій потужності.

Автотрансформатори 220 - 500 кВ, як правило, мають третинну обмотку напругою 6 (10) кВ, яка не пов'язана електрично з первинною і вторинною. Третя обмотка використовується для підключення джерел потужності (генераторів і синхронних компенсаторів) на електростанціях, живлення довколишніх споживачів або споживачів власних потреб підстанцій і електростанцій. Потужність третьої обмотки не може бути більше $S_{\text{тип}}$, оскільки магнітопровід, через який передається енергія з первинної обмотки в

третю, розрахований на типову потужність.

Автотрансформатори можуть працювати в різних режимах (рис. 4.5) :

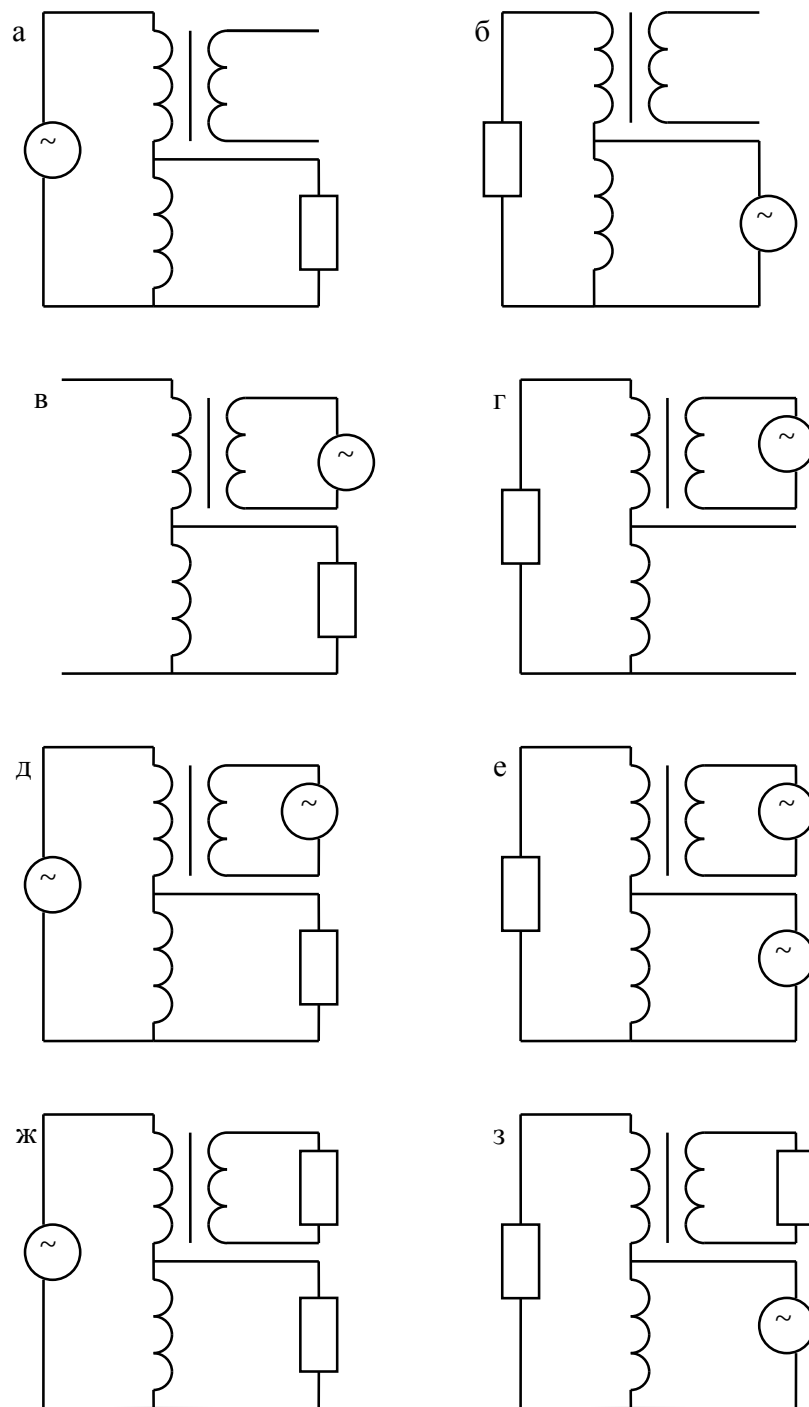


Рис. 4.5. Режими роботи автотрансформаторів.

Автотрансформаторні режими- а, б. Потужність $S_{\text{ном}}$ може передаватися в обох напрямках - при цьому загальна і послідовна обмотки навантажені

потужністю $S_{\text{тип}}$, на яку і розраховані.

Трансформаторні режими - в, г. Потужність третьої обмотки $S_{\text{НН}}$ рівна $S_{\text{тип}}$, тому може бути передана потужність $S_{\text{тип}}$. У разі в) потужність загальної обмотки рівна типовою і вона завантажена на усю передавану потужність $S_{\text{тип}}$, тому передати на сторону СН якусь додаткову потужність з боку ВН неможливе, хоча послідовна обмотка і не завантажена повністю. У режимі г) загальна і послідовна обмотка разом навантажені на $S_{\text{тип}}$. Тому ще деяка потужність може бути передана з боку СН на сторону ВН.

Комбіновані режими - д, е, ж, з. У режимі д) в загальній обмотці підсумовуються струми, що передаються автотрансформаторним і трансформаторним способом. Тому режим д) допускається за умови, що $S_{\text{заг}} \leq S_{\text{тип}}$; В режимі е) в послідовній обмотці підсумовуються струми, що передаються автотрансформаторним і трансформаторним шляхом. Отже, режим г) допустимий, якщо $S_{\text{посл}} \leq S_{\text{тип}}$.

У випадках ж) і з) співвідношення і умови д) і е) залишаються такими ж.

Для трифазного автотрансформатора справедливі усі отримані співвідношення.

Схема трифазного автотрансформатора приведена на рис 4.6. Нейтральна точка, загальна для обмоток ВН і СН, має бути заземлена.

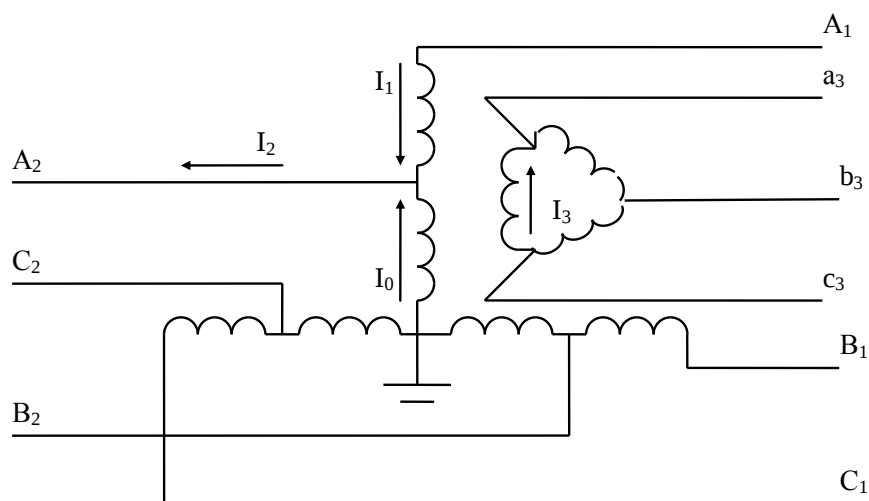


Рис. 4.6. Схема трифазного трансформатора.

4.8 Регулювання напруги трансформаторів

Регулювання напруги здійснюється за рахунок зміни коефіцієнта трансформації

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2};$$
$$U_2 = U_1 \cdot \frac{\omega_2}{\omega_1}. \quad (4.20)$$

Якщо обмотки трансформатора виконати з відгалуженнями, то можна змінювати число витків (коефіцієнт трансформації) і вторинну напругу.

Перемикання відгалужень може вироблятися при відключеному від мережі стані (ПБЗ - перемикання без збудження) або в процесі роботи трансформатора автоматично (РПН - регулювання під навантаженням).

Пристрої ПБЗ забезпечують регулювання напруги в межах $\pm 5\%$. Для цього обмотки з боку ВН мають 2 або 4 відгалуження. Перемикач здійснює регулювання одночасно в трьох фазах або в кожній фазі окремо. Принцип дії пристрою ПБЗ показаний на рис. 4.7.

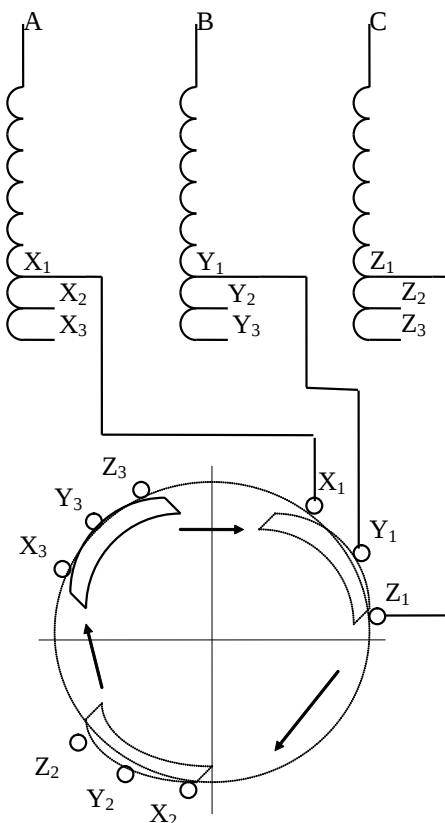


Рис.4.7. Принцип дії пристрою ПБЗ.

Якщо трансформатор працював на головному виводі (X_2 Y_2 Z_2), то перемикають відгалуження на X_1 , Y_1 , Z_1 зменшуючи ω_1 . Коефіцієнт трансформації збільшується і підвищується вторинна напруга U_2 .

Перемикання ПБЗ вручну виконуються кілька разів в рік, здійснюючи сезонне регулювання напруги.

Зимом навантаження збільшуються,

збільшуються втрати напруги в мережах і знижується напруга у споживачів. Тому ПБЗ перемикають на крайнє відпаювання - 5%. Влітку - на відпаювання + 5%. Можуть бути проміжні положення (при чотирьох відпаюваннях).

Пристрої РПН дозволяють регулювати напругу ступенями $\pm 10(16) \times 1,5\%$.

Відпаювання виконують на стороні ВН.

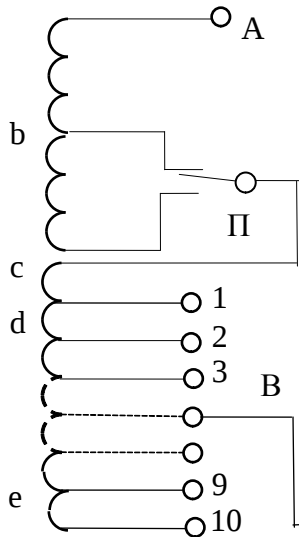


Рис.4.8. Принцип дії пристрою РПН.

Перемикач (П) забезпечує грубе регулювання (додається або виключається відразу декілька витків bc).

Вибірник (В) тонкого регулювання додає або прибирає по одному витку. Перемикання регулювальної обмотки de повинне здійснюватися

без розриву ланцюга і замикання накоротко витків. Для цього застосовуються спеціальні перемикальні пристрої з реакторами або резисторами, що включаються в моменти переходу з одного відпаювання на інше. Перемикання резисторів здійснюється контакторами. У сучасних пристроях РПН застосовують безконтактні перемикачі тиристорів.

На автотрансформаторах відгалуження виконують поблизу нейтральної точки або на кінці обмотки загальної обмотки. На стороні третинної обмотки додатково встановлюється регулювальний трансформатор.

Переваги АТ в порівнянні з трансформатором тієї ж потужності:

- менша витрата міді, стали, ізоляційних матеріалів;
- менша маса, менші габарити, що дозволяє створювати АТ великих номінальних потужностей, ніж трансформаторів;
- менші втрати і великі к.к.д.;
- легші умови охолодження.

Недоліки АТ:

- необхідність глухого заземлення нейтралі, що призводить до збільшення

струмів однофазного к.з.;

- складність регулювання напруги;
- небезпека переходу атмосферних перенапружень внаслідок електричного зв'язку обмоток ВН і СН.

4.9 Трансформатори з розщепленими обмотками НН (ТРО)

Для того, щоб зробити можливим приєднання до одного трансформатора (або до однієї трифазної групи) два і більш генератори або незалежні навантаження однієї або різної (сусідніх класів) напруги на приймальних підстанціях, сучасні трансформатори високої напруги виготовляються з обмотками НН, розщепленими на дві (або більш) гілок.

У однофазних ТРО гілки розщепленої обмотки НН розміщують на різних стержнях магнітопроводу, а в трифазних - одна над іншою, на одному стержні магнітопроводу кожної фази. Таким чином, кожна з гілок має однаковий індуктивний опір по відношенню до будь-якої іншої основної обмотки, а опори гілок рівні між собою.

Перевагою ТРО порівняно з три- або двообмотковими є значний опір к.з. між розщепленими обмотками НН, що дає можливість обмежити струм к.з. на стороні НН підстанцій. Характерною величиною таких трансформаторів є коефіцієнт розщеплення K_p , який для випадку двох обмоток НН дорівнює відношенню опору к.з. між розщепленими обмотками НН $X_{нн1-нн2}$ (рис.4.9,б) до опору к.з. між обмоткою ВН та паралельно з'єднаними розщепленими обмотками НН $X_{вн-нн1//нн2}$:

$$K_p = \frac{X_{нн1-нн2}}{X_{вн-нн1//нн2}}. \quad (4.21)$$

Для однофазних трансформаторів коефіцієнт розщеплення $K_p \approx 4$, для трифазних - $K_p \approx 3,5$.

Опір променів у схемі заміщення трансформаторів з двома розщепленими обмотками НН може бути обчислений із таких виразів:

$$X_{BH} = X_{BH-HH1//HH2} (1 - 0,25K_p); \quad (4.22)$$

$$X_{HH1} = X_{HH2} = X_{BH-HH1//HH2} \cdot 0,5K_p. \quad (4.23)$$

де

$$X_{BH-HH1//HH2} = \frac{U_{K.BH-HH1//HH2\%}}{100};$$

$$X_{HH1-HH2} = \frac{U_{K.HH1-HH2\%}}{100};$$

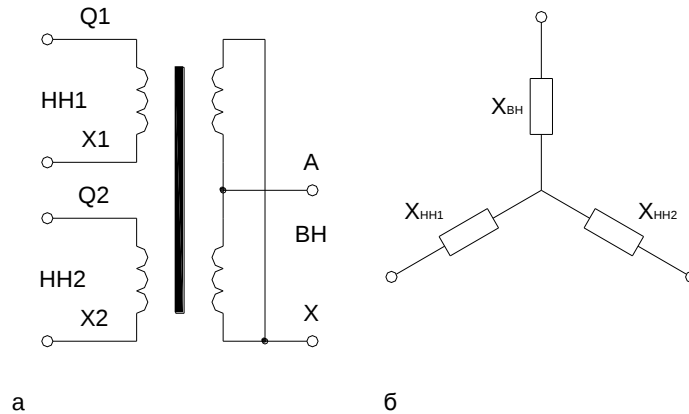


Рис.4.9. Трансформатор з розщепленими обмотками нижчої напруги: а - розміщення обмоток; б - схема заміщення.

Значення величин $U_{K.BH-HH1//HH2}$ та $U_{K.HH1-HH2}$, віднесених до номінальної потужності $S_{ном}$, представлені в [7].

Підставивши значення (4.21) в (4.22) та (4.23) після відповідних перетворень дістанемо:

для однофазних трансформаторів з двома обмотками НН

$$X_{BH} = 0; \quad X_{HH1} = X_{HH2} = 2X_{BH-HH1//HH2}; \quad (4.24)$$

для трифазних трансформаторів

$$X_{BH} = 0,125X_{BH-HH1//HH2}; \quad X_{HH1} = X_{HH2} = 1,75X_{BH-HH1//HH2}. \quad (4.25)$$

Отже, при відсутності даних з $U_{K.HH1-HH2}$ опори X_{BH} , X_{HH1} , X_{HH2} для одно- та трифазних трансформаторів з розщепленими обмотками НН обчислюють за (4.24) та (5), де прийняті відповідні значення коефіцієнта розщеплення.

Якщо в довідниках наводяться дані і з $U_{K.CH-HH1//HH2}$, і з $U_{K.HH1-HH2}$, то параметри

схеми заміщення обчислюють за (4.22) та (4.23), для чого заздалегідь визначають за (4.21) коефіцієнт K_p .

Розщеплені обмотки нижчої напруги НН1 та НН2 за можливістю повинні нести однакове навантаження, бо нерівномірне навантаження призводить до збільшення втрат енергії у трансформаторі.

Застосування ТРО для роздільного живлення секцій розподільного пристрою від обмоток НН дозволяє понизити потужність к.з. на шинах секцій майже в два рази без встановлення здвоєних струмообмежуючих реакторів. Слід зазначити, що в даний час трифазні двообмотувальні трансформатори з розщепленими обмотками для класу напруги 110 і 220 кВ є основним типом трансформаторів приймальних підстанцій.

4.10 Будова та елементи конструкції силових трансформаторів і АТ

Силові трансформатори (автотрансформатори) залежно від потужності і напруги умовно ділять на вісім габаритів. Так, наприклад, до нульового габариту відносять трансформатори потужністю до 5 кВА включно, потужністю понад 5 кВА - до 100 кВА напругою до 35 кВ (включно) до I габариту, вище 100 до 1000 - до II, вище 1000 до 6300 - до III; вище 6300 - до IV, а напругою вище 35 до 110 кВ (включно) і потужністю до 32000 кВА - до V габариту.

Приклади позначення силових трансформаторів: ТМ-100 / 6 - трифазний, з масляним охолодженням і природною циркуляцією, потужністю 100 кВА, напругою 6 кВ; ТД-10000/110 - трифазний, з дуттьовим охолодженням потужністю 10000 кВА, напругою 110 кВ; ТДТ-20000/110 - трифазний, триобмотковий, з дуттьовим охолодженням, потужністю 20 000 кВА, напругою 110 кВ; ТС-630/10 - трифазний, сухого виконання, потужністю 630 кВА, напругою 10 кВ.

У позначенні АТ додають букву А. Якщо АТ понижуючий, буква А стоїть на початку позначення, якщо підвищує - у кінці.

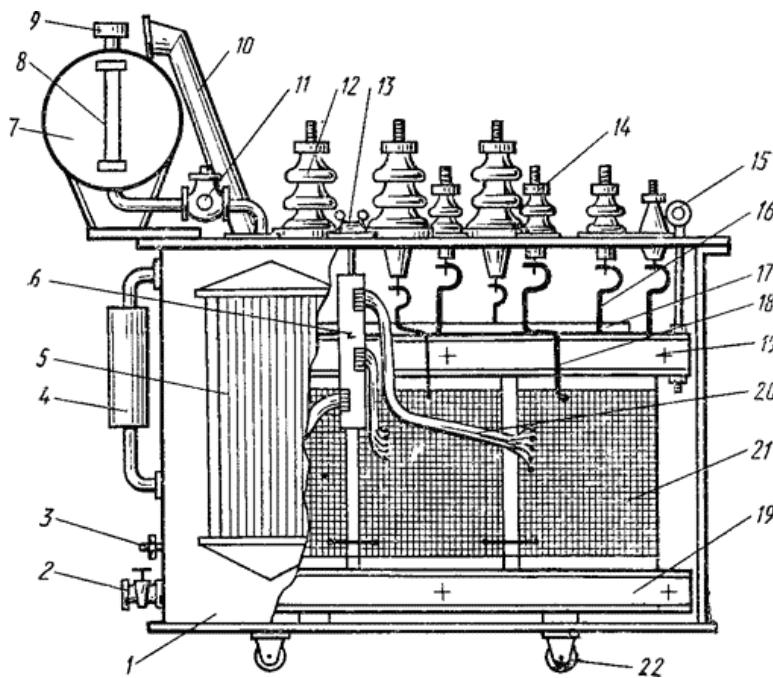


Рис. 4.10. Пристрій силового масляного трансформатора потужністю 1000-6300 кВА класу напруги 35 кВ: 1 - бак,

2 - вентиль, 3 - болт заземлення, 4 -

термосифонних фільтр, 5 - радіатор, 6 - перемикач, 7 - розширювач, 8 - вказівник рівня масла, 9 -

повітресушник, 10 - вихлопна

труба, 11 - газове реле, 12 - ввід ВН, 13 - привід перемикаючого пристрою, 14 - ввід НН, 15 - підйомний рим, 16 - вивід НН, 17 - остов, 18 - вивід ВН, 19 - ярмова балка остова (верхня і нижня), 20 - регулювальні відгалуження обмоток ВН, 21 - обмотка ВН (всередині НН), 22 - каток візки.

В умовному позначенні типу трансформатора вказують також рік розробки конструкції, кліматичне виконання і категорію розміщення, наприклад: ТДЦ-63000/110-75У1 (У - призначений для роботи в умовах помірного клімату, 1 - на відкритому повітрі).

За стандартом номінальні потужності трифазних трансформаторів і автотрансформаторів повинні відповідати ряду: 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250 і т. д.

Складовими частинами масляного трансформатора є: остов обмотки, перемикаючий пристрій, вводи, виводи, ізоляція, бак, охолоджувачі, захисні і контрольно-вимірювальні і допоміжні пристрої.

Конструкція, що включає в зібраному вигляді остов трансформатора, обмотки з їх ізоляцією, відводи, частини регулюючого пристрою, а також всі деталі, що служать для їх механічного з'єднання, називається активною частиною трансформатора. На рис.4.10 показано пристрій і компоновку

основних частин силового масляного трансформатора потужністю 1000 - 6300 кВА.

4.10.1. Особливості конструкції масляних трансформаторів класу 110 кВ.

На напругу 110 кВ виготовляють трансформатори потужністю від 2500 до 400000 кВА. У їх пристрій входять всі розглянуті раніше частини. Конструктивні відмінності окремих частин викликані значними порівняно з трансформаторами I-III габаритів струмами, електричними полями, потенціалами, втратами в магнітній системі і обмотках.

На рис.4.11 показана конструкція головної ізоляції трифазного трансформатора класу 110 кВ при виводі лінійного відводу з верхньої частини обмотки, а нейтралі - з нижньої.

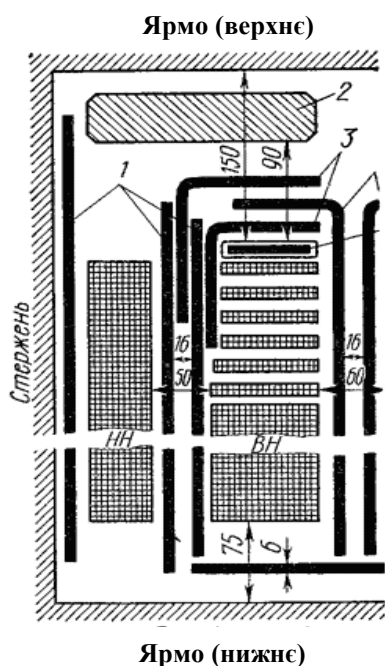


Рис.4.11. Головна ізоляція і основні ізоляційні проміжки трифазного трансформатора класу 110 кВ з виводом нейтралі внизу обмотки.

Обмотки НН ізолювані від обмоток ВН і стержня двома електрокартонними циліндрами 1 товщиною по 6 мм, від ярма і пресуючого кільця 2 - кутовими шайбами 3 товщиною по 6 мм, зібраними з смуг електрокартону товщиною 0,5 мм; для ізоляції фаз обмоток ВН встановлені електрокартону бар'єри 4 завтовшки по 8 мм кожний з електрокартонними рейками між ними; ізоляцією обмоток ВН від нижнього ярма служить бар'єр 6 завтовшки 6 мм. Крім того, кінцева ізоляція заповнює проміжки між торцями обмоток і ярмами. Для захисту обмоток ВН від перенапруг передбачені ємнісні кільця 5.

Для переміщення трансформатора бак 3 забезпечений чотирма каретками 20 з поворотними катками. Паперово-масляні герметичні вводи ВН встановлені на

спеціальних перехідних фланцях 6, у фланці вбудовані трансформатори струму.

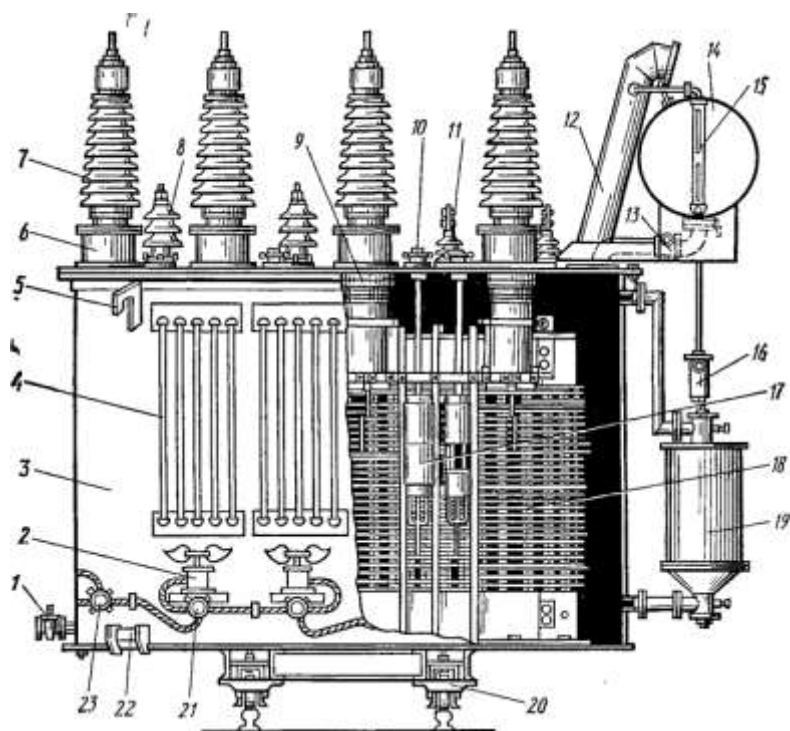


Рис.4.12. Трифазний
триобмотковий
трансформатор ТДТ-
16000/110 в зібраному
вигляді:

1 - кран, 2 - вентилятор, 3 - бак, 4 - радіатор, 5 - гак, 6 - перехідний фланець з установкою ТС, 7 - ввід 110 кВ, 8 - вивід 35 кВ, 9 - паперово-бакелітовий циліндр вводу 110 кВ, 10 - привід перемикаючого пристрою ПБВ, 11 - ввід НН (10 кВ), 12 - вихлопна труба, 13 - газове реле, 14 - розширювач, 15 – вказівник рівня масла, 16 - повітроосушувач, 17 - перемикач обмотки ВН, 18 - обмотка ВН (110 кВ), 19 - термосифонний фільтр, 20 - каретка, 21 - розподільна коробка, 22 - майданчик для установки домкрата, 23 - магістральна коробка.

Нижня частина вводів ВН закрита паперово-бакелітовими циліндрами, металева частина - екранами, що вирівнюють електричне поле. Система охолодження Д складається з прямо трубних радіаторів 4, обдуваються вентиляторами 2. Напруга на електродвигуни вентиляторів подається через розподільчі коробки 21 (з запобіжниками), що підключаються до магістральної проводки, прокладеної по стінках бака. Проводка до зовнішньої електромережі підключена через магістральну коробку 23. Всі інші частини, встановлені на трансформаторі, були розглянуті раніше і відрізняються в основному розмірами і масою.

4.10.2. Бак трансформатора.

Бак служить для установки в ньому активної частини трансформатора та

заливання масла (деякі баки спеціальних трансформаторів заповнюють газом або кварцом); він складається з обв'язки 3, дна 4, рами 2 і кришки 1 (рис.4.13) з отворами для кріплення болтами до рами. Кришка закриває бак і одночасно є основою для встановлення розширювача, введів, приводів перемикаючих пристроїв, балона термосигналізатора, підйомних кілець і інших деталей (рис.4.14). Місце роз'єму кришки з баком ущільнюють гумовою смугою, що укладається на раму в уступ між виступаючим торцем обичайки і отворами в рамі.

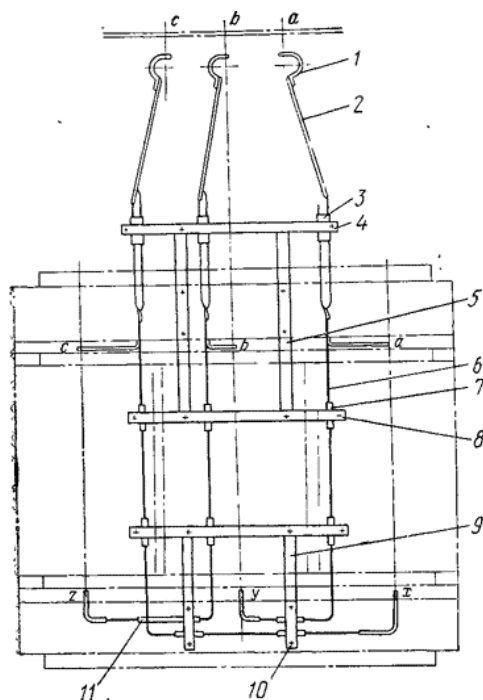
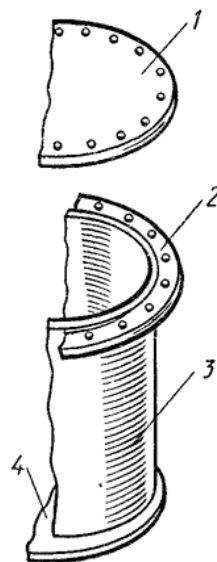


Рис.4.13. Основні частини бака трансформатора.



Кришка баків трансформаторів потужністю 25 МВА і вище приварена до обичайки. Бак має нижній роз'єм і складається з верхньої (високої) знімної частини та нижньої, що є

його основою (днищем). Такий пристрій полегшує розбирання та складання трансформаторів і не вимагає механізмів великої вантажопідйомності, оскільки замість активної частини піднімають верхню частину бака.

Для переміщення трансформаторів (при монтажі, ремонті) масою до 20 т під днищем встановлюють візки (по два на трансформатор), при більшій масі - каретки; для підйому трансформатора стропами до стінок бака приварені гаки; для кріплення охолоджувачів і термосифонних фільтрів - патрубки з фланцями; для заповнення трансформатора маслом встановлені вентиля.

Баки трансформаторів III габариту і потужніших посилюють поперечними і поздовжніми балками із сталевого прокату (швелер, тавр, куточок). Механічну міцність бака і непроникність зварних швів випробовують надлишковим

тиском 30-50 кПа.

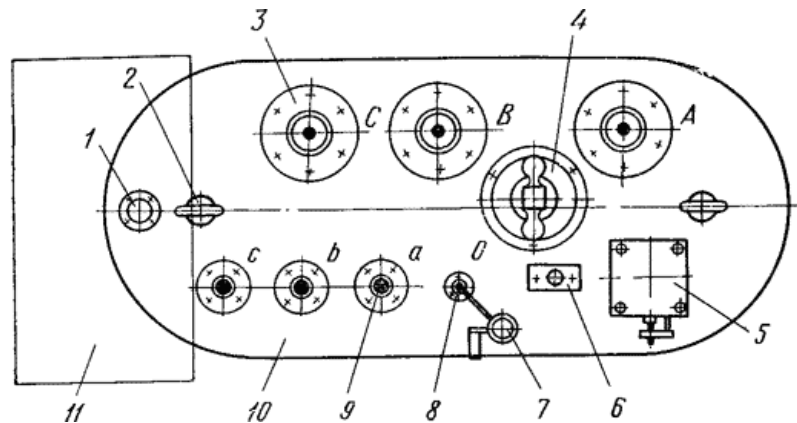


Рис.4.14. Кришка трансформатора ТМ-400/10 (вид зверху):

1 - фланець для з'єднання з розширювачем, 2 - рим, 3 - ввід ВН, 4 - перемикач, 5 - кран, 6 - термометр, 7 - пробивний запобіжник, 8 - ввід нейтралі НН, 9 - лінійний ввід НН, 10 - кришка, 11 - місце установки розширювача.

Для трансформаторів IV габаритів застосовують баки овальної форми, великих габаритів - прямокутні, з просторовим магнітопроводом-трикутні або круглі. Їх виготовляють з листової сталі; стики аркушів з'єднують приварюванням газо- або електрозварюванням.

4.10.3. Допустима температура частин трансформатора.

Перетворення енергії відбувається в трансформаторі із відомими втратами. Переважна частина втрат виділяється у вигляді тепла в активних частинах трансформатора, його магнітопроводі і обмотках.

Тепло, що виділяється в трансформаторі, нагріває його, і температура його частин стає вище, ніж температура навколишнього середовища. Встановлена температура нагрітих частин залежить від пристрою системи охолодження, за допомогою якої відбувається видалення тепла в зовнішнє середовище. Трансформатор і його система охолодження повинні бути спроектовані таким чином, щоб температура його частин не перевищувала допустимих меж. Лімітується в основному температура частин, що стикаються з ізоляційними матеріалами, маслом та іншими діелектричними рідинами.

Старіння ізоляційного матеріалу, що виражається у зменшенні його електричної і механічної міцності, відбувається тим інтенсивніше, чим вище його температура. Опитним шляхом виявлено, що підвищення температури на 8 °С скорочує термін служби масляного трансформатора з паперовою ізоляцією в 2 рази.

Трансформатор може надійно служити протягом 15-20 років, якщо його окремі частини мають у номінальному режимі наступні перевищення температури, °С:

Допустима температура для масляних трансформаторів

Обмотки..... 65°С

Зовнішні поверхні магнітопроводу та конструктивних частин... 75°С

Масло у верхніх шарах:

при герметизованому виконанні..... 60°С

в інших випадках..... 55°С

При сталих к.з. температура обмоток не повинна перевищувати:

Для масляних трансформаторів:

з обмотками з міді..... 250°С

з обмотками з алюмінію..... 200°С

Допустима температура для трансформаторів з повітряним охолодженням, з обмотками з міді та ізоляцією класу нагрівостійкості:

А..... 180°С

Е..... 250°С

В, F, Н..... 350°С

Для трансформаторів з повітряним охолодженням з обмотками з алюмінію та ізоляцією класу нагрівостійкості:

А..... 180°С

Е, В, F, Н..... 200°С

Тривалість к.з. повинна бути обмежена таким чином, щоб зазначена температура не була перевершена.

4.10.4. Допустимі перевантаження і перевищення напруги силових трансформаторів.

Таблиця 4.1

Допустимі аварійні перевантаження масляних трансформаторів без урахування попереднього навантаження

Тривалість перевантаження протягом доби, год	Перевантаження по струму в залежності від температури °С охолоджуючого середовища під час перевантаження											
	Мінус 25			Мінус 20			Мінус 10			0		
	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ
0,5	2,0	1,8	1,6	1,9	1,7	1,6	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,4
1,0	1,9	1,7	1,6	1,9	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,7	1,5	1,4
2,0	1,9	1,7	1,5	1,8	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4
4,0	1,8	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
8,0	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
24,0	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,4	1,4
Тривалість перевантаження протягом доби, год	Перевантаження по струму в залежності від температури °С охолоджуючого середовища під час перевантаження											
	10			20			30			40		
	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ
0,5	1,7	1,4	1,4	1,5	1,3	1,3	1,4	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
24,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1

Допустиме перевищення напруги на всіх відгалуженнях герметичних масляних трансформаторів і трансформаторів з негорючим рідким діелектриком потужністю від 250 до 2500 кВА має бути: тривалого - не більше ніж на 5% при потужності не більше номінальної; епізодичної (але не більше 6 год на добу) - не більше ніж на 10% при потужності не більше номінальної; тривалої - не більше ніж на 10% при потужності не більше 0,25 номінальної.

Для масляних трансформаторів 110 кВ і вище допускаються короточасні перевищення напруги при роботі на будь-якому відгалуженні (табл.4.2).

Повторюваність зазначених у табл.4.2 перевищень напруги не повинна перевищувати наступних значень: при тривалості 20 хв – 1 раз на тиждень, при

тривалості 20 с -2 рази на рік, при тривалості 1 і 0,1 с – 1 раз на рік.

Таблиця 4.2

Перевищення напруги масляних трансформаторів 110 кВ і вище

Клас напруги обмотки	Допустима напруга для будь-якого відгалуження даної обмотки, кВ, не більше при тривалості			
	20 хв	20 с	1 с	0.1 с
кВ				
110	140	155	190 (140)	200 (145)
150	190	210	260 (190)	275 (200)
220	275	310	380 (275)	400 (290)
330	400	450	545 (400)	575 (420)
500	575	650	790 (575)	830 (600)
750	865	975	- (760)	- (800)

Примітка. Значення в дужках відповідають напруги по відношенню до землі, а решта значення – напруги між фазами в симетричному режимі.

У позначенні нових трансформаторів літера Г опускається, оскільки всі вони виконуються блискавкоупорними. Деякі трансформатори 35 кВ в позначенні мають букву Л означає виготовлення обмотки з алюмінію.

Приклад позначення трансформатора: ТРДНС-40000/220 - трифазний трансформатор з розщепленою обмоткою, охолодження масляне з дуттям, з РПН, призначений для власних потреб електростанцій, потужністю 40 МВА, з обмоткою з вищої напругою 220 кВ.

4.10.5. Трансформаторні вводи.

Вводи трансформаторів представляють собою порцелянові прохідні ізолятори, через внутрішню порожнину яких проходить Струмоведучий стержень, і служать для виводу кінців обмоток з трансформатора назовні і підключення їх до мережі. Вводи встановлюють на кришці, рідше на бічній стінці бака.

Зовнішня конфігурація і розміри вводів залежать від класу напруги, роду установки і сили струму. Вводи для внутрішньої установки мають гладку поверхню, для зовнішньої установки (працюють у важких атмосферних умовах

- під дощем, снігом у забрудненому повітрі) відрізняються більш розвиненою зовнішньою поверхнею (наявність зонтоподібними ребер), в результаті чого збільшується шлях поверхневого розряду по фарфору і електрична міцність вводів.

У залежності від допустимої щільності струму в струмоведучому стержні ($2-4 \text{ А/мм}^2$), яка визначається його нагріванням, і розміру фарфорового ізолятора, що залежить від класу напруги, вводи на великі номінальні струми і напруги мають великі габарити і масу. Для полегшення і більш ефективного використання перерізу струмоведучі стержні вводи 35 кВ і нижче на струми 4000 А і більше виконують порожнистими (з мідних труб).

Вводи виготовляють на номінальну напругу: 0,5; 1; 3; 6-10; 20; 35; 110; 120; 330; 500; 750 кВ і вище і струми: 100, 250, 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000 А і більше.

При номінальних напругах 0,5-35 кВ включно в трансформаторах застосовують знімні (розбірні) вводи, конструкція яких дозволяє замінювати фарфоровий ізолятор (у разі його пошкодження) без підйому активної частини трансформатора або верхньої частини бака. Усі знімні вводи (за невеликим винятком) є маслопідірними; їх внутрішня порожнина заповнюється трансформаторним маслом під тиском з баку трансформатора.

На напругу до 1 кВ і порівняно невеликі струми на трансформаторах встановлюють знімні складові вводи (рис.4.15). Особливість пристрою такого вводу полягає в тому, що для його установки на кришці 9 (стінці) бака не потрібно кріпильних деталей (гайок, шпильок); кріплення забезпечується вхідними до його пристрою частинами. Струмоведучий стержень 1 з гайками, з навінченою латунної втулкою 13 і надітими електрокартонними шайбами 10, 12 і фарфоровою втулкою 11 вставляють в отвір кришки. Потім із зовнішнього боку кришки на стержень надягають фарфоровий ізолятор 7, спираючи його на кришку з попередньо приклеєною гумовою прокладкою 5, потім гумову фасонну прокладку 6 і латунний ковпак 5. Затягують гайку 4 і стягують вводу, одночасно притискаючи його з двох сторін до кришки. Для приєднання відводу

обмотки і зовнішньої мережі служать гайки і контргайки 2 і шайби 3 нижнього та верхнього решт стержня.

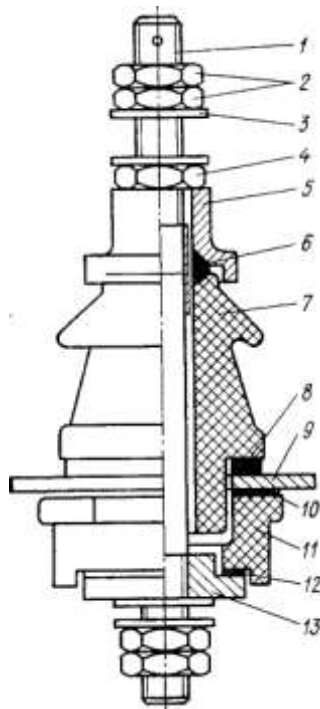


Рис.4.15. Знімний складовий ввід на струм 400 А і напругу 1 кВ.

Вводи на напругу до 1 кВ і великі струми кріплять притискними кулачками так само, як вводи на 6-35 кВ.

Пристрій вводу на напругу 6-10 кВ і струм 3000 А показано на рис.4.16.

Мідний стержень 14 проходить через отвір фарфорового ізолятора 13. Верхній кінець стержня ущільнений гумовим кільцем 6, втулкою 5 і гайкою 4.

Стержень бортиком 12 спирається через електрокартону шайбу 11 на уступ ізолятора 13, а двома виступами 10 входить у вертикальні пази ізолятора, що не дозволяє йому провертатися при закручуванні гайок.

Гумова прокладка 9 ущільнює роз'єм між ковпаком 7 і верхнім торцем ізолятора, а прокладка 19 - стик між кришкою і ізолятором підтягуванням гайок 16 на шпильках 15, приварених до кришки 20.

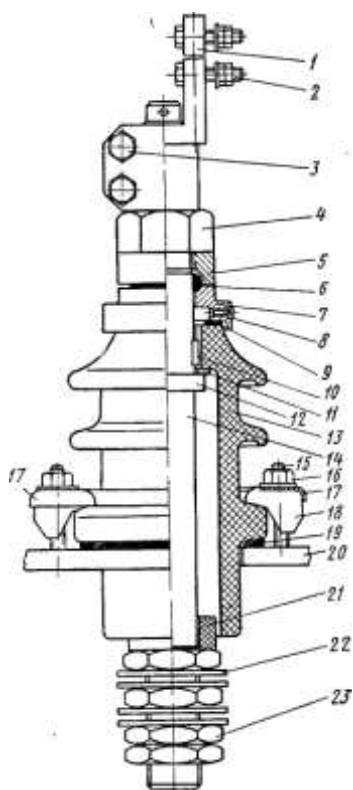


Рис.4.16. Знімний ввід на струм 3000 А і напруга 6-10 кВ.

Для приєднання до електромережі на стержень у верхній його частині нагвинчується контактний наконечник 1 з болтами 2 (з гайками та шайбами), який закріплюють болтами 3 (різьбова частина наконечника розрізана). При струмах менше 800 А для приєднання

вводу до зовнішньої електромережі стержень забезпечений замість наконечника гайками та шайбами. Гетинаксова втулка 21 служить для центрування стержня по осі, шайби 22 і гайки 23 - для приєднання демпферів

всередині бака, гвинт 5, угвинчений у латунний ковпак 7, - для спуску повітря з вводу при заповненні його маслом. Ввод кріплять до кришки 20 притискними кулачками 18. Фланець 17 служить для того, щоб навкулачки не зміщувалися з борту ізолятора.

Масло поступає до вводу під натиском з бака трансформатора через зазори між ізолятором, гетинаксовою втулкою і стержнем. У міру заповнення його маслом повітря витісняється через отвір попередньо вивернутого гвинта 8.

Вводи на напругу 35 кВ мають додаткову ізоляцію стержня яка одягнута на нього паперово-бакелітовій трубки і більш розвинену поверхню фарфорового ізолятора (більше ребер). Як і вводи на 6-10 кВ, їх кріплять до кришки притискними кулачками за допомогою встановлених на ній сталевих шпильок або кулачками і болтами до установчого фланця, привареному до кришки.

Трансформаторні вводи на напруги 110 кВ і вище підрозділяють на маслобар'єрні і паперово-масляні. У маслобар'єрних вводах основною ізоляцією служить трансформаторне масло, розділене на верстви паперово-бакелітовими циліндрами з зрівняльними обкладками з алюмінієвої фольги; у паперово-масляних вводах на мідну (або латунну) трубу щільно намотаний кабельний папір, просочений трансформаторним маслом і розділений на шари зрівняльними обкладками з фольги. Обкладки призначені для вирівнювання електричного нуля. Вводи заповнені дегазованим трансформаторним маслом, не зв'язаними ні з маслом бака трансформатора, ні з атмосферним повітрям, тому їх називають герметичними маслonaповненими.

Пристрій паперово-масляного герметичного вводу на напругу 110 кВ показано на рис.4.17. Верхня частина ізоляційного осердя 5 закрита порцеляновою покришкою 4, яка є зовнішньою ізоляцією, нижня укладена в фарфорову покришку 9 і торцем спирається на гумову прокладку 11, покладену на латунну склянку 12, які нагвинчують на кінець труби 3.

Між склянкою і торцем ізоляційного осердя є гетинаксова шайба 10, що оберігає ізоляцію від пошкодження при нагвинчуванні склянки і одночасно

служить додатковою ізоляцією.

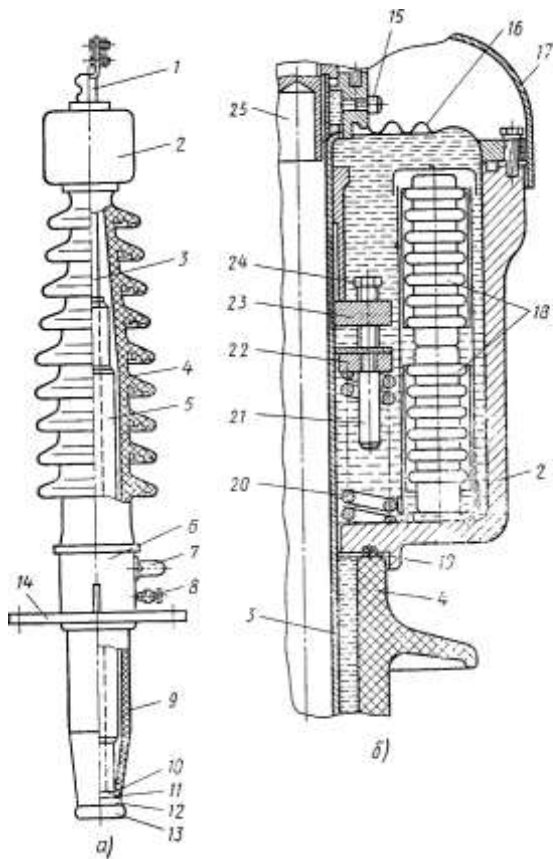


Рис.4.17. Герметичний
маслонаповнений трансформаторний
ввід на напругу 110 кВ: а - загальний
вигляд, б - пристрої - стяжні і
компенсуючі тиск.

Між покришками на сердечнику встановлена металева сполучна втулка 6, до якої прилягають на гумових прокладках торці покришок. Втулка відлита заодно з фланцем 14, службовцям для кріплення вводу болтами до кришки трансформатора. На верхньому торці. Покришки, на

гумовій прокладці 10 (рис.4.17, б) встановлений металевий корпус 2, в якому крім компенсаторів тиску розміщено пристрій, стягуюче між собою корпус, покришки, сполучну втулку і ізоляційний сердечник.

Стяжний пристрій складається з гайки 23, нагвинченої на верхній кінець труби, укрученими у неї болтів 24, натискного диска 22, пружин 20 і направляючих шпильок 21. При вкручуванні болтів у гайку пружини, стискаючись, стягують складові частини вводу; осадку до необхідних розмірів ущільнювальних гумових прокладок, встановлених між ними, забезпечує герметичність вводу.

У корпусі крім пружин осьової стяжки вводу розміщено пристрій, що компенсує тиск масла при температурному зміні його об'єму, що складається з окремих компенсаторів - сильфонів 18, встановлених по колу (так само, як пружини навколо труби). Сильфон являє собою циліндр з латунної фольги з гофрованою боковою поверхнею, заповнений азотом або аргоном і герметично запааний.

При підвищенні температури масло, що заповнює ввід і корпус компенсатора, збільшується в об'ємі і, отже, підвищується його тиск; під тиском сільфон стискається (як гармоніка), компенсуючи об'єм і тиск. При зниженні температури об'єм масла зменшується і сільфон за рахунок різниці тиску газу і навколишнього масла розтискається, збільшуючись в об'ємі.

У введів напругою 220 кВ і більше внаслідок значних змін обсягу масла при коливанні температури сільфони встановлюють у спеціальних виносних баках тиску, які заповнені трансформаторним маслом, сполучених з вводом гнучкою трубою з обпаленої міді. Ці сільфони мають форму порожнистих дисків, виготовлених з тонкої білої жерсті.

Герметичні вводи працюють під тиском масла, що змінюється в залежності від навантаження і температури навколишнього повітря. При зміні температури від -45 до +55 °С і повному навантаженні трансформатора допускаючий тиск не повинен перевищувати 20 і 280 кПа відповідно. Верхню частину корпусу компенсатора герметично закриває пружна металева діафрагма 16 (рис.4.17, б), що оберігає корпус від розриву при надмірному підвищенні тиску.

Для приєднання вводу до зовнішньої мережі служить контактний наконечник 1. Внутрішній ввід обмотки з'єднують з вводом гнучким мідним дротом, пропущеним через трубу кістяка вводу і впаяним в наконечник 25. При заповненні вводу маслом повітря з нього випускають через отвір, що закривається гвинтом 15 масло з вводу при необхідності зливають через отвір у стакані, що закривається пробкою з різьбленням.

Металеві деталі нижньої частини вводу закриті алюмінієвим екраном 13, верхній частині - захисним кожухом 17, екран і кожух призначені для вирівнювання електричного поля.

В даний час застосовують тільки герметичні вводи, а вводи більш ранньої конструкції, масло яких повідомлялося з атмосферним повітрям через гідрозатвор розширювача, компенсуючого розширення масла та встановленого у верхній частині вводу, замінюють на герметичні.

Герметичні вводи мають позначення, що складаються з букв і цифр,

наприклад: 110/630-У1 (ХЛ1; Т1); ГБМТУ -220/2000-0-45 0-45-ХЛ1 (У1; Т1). Позначення введів розшифровують таким чином: Г - герметичний; БМ - паперово-масляна з внутрішньою ізоляцією; Т - для трансформаторів; 0-45 - кут нахилу до вертикалі в градусах; 110, 220 - номінальна напруга (кВ); 630, 2000 - номінальний струм (А); У - посилена зовнішня ізоляція; У1, ХЛ1, Т1 - кліматичне виконання і категорія обладнання.

Останнім часом на напругу 110 кВ використовують також вводи з твердою ізоляцією, ізоляційний сердечник яких представляє собою мідну трубу з намотаною на неї кабельного паперу, просоченого спеціальним лаком. Після термообробки отримують монолітну тверду ізоляцію. Ввод з твердою ізоляцією має менші розміри і масу.

4.10.6. Обмотки трансформаторів.

Всі обмотки трансформаторів за характером намотування можна підрозділити на такі типи: циліндричні з круглого і прямокутного проводу, гвинтові, безперервно котушкові та ін.

Простою циліндричною обмоткою називається обмотка, переріз витка якої становить один провід, а витки розташовані без інтервалів на циліндричній поверхні так, що для переходу від будь-якого витка до будь-якого іншого витка потрібно рухатися в осьовому напрямку обмотки.

Циліндричною паралельною обмоткою називається обмотка, переріз витка якої становить кілька паралельних дротів, а витки розташовані (без інтервалів між витками і проводами) на циліндричній поверхні так, що для переходу від якого-небудь проводу одного витка до будь-якого проводу іншого витка потрібно рухатися в осьовому напрямку обмотки.

Циліндрична обмотка може бути намотана з декількох проводів прямокутного перерізу. При цьому бажано всі паралельні дроти брати одного перерізу. Звичайно застосовується намотування «плазом». Допускається намотування на «ребро», в радіальному напрямку обмотки, розміри обох проводів слід вибрати обов'язково рівними між собою.

У виробництві при намотуванні на обмотувальному верстаті циліндрична обмотка є найпростішою і дешевою із застосовуваних типів обмоток. Циліндрична обмотка з прямокутного проводу може застосовуватися при перерізі витка не менше 5 мм^2 , рівному мінімального перетину прямокутного проводу по перерізу, що відповідає за найменшої щільності струму в мідному дроті нижньої межі струму обмотки 15-18 А. Циліндрична двошарова обмотка з прямокутного проводу широко застосовується для обмоток НН трифазних і однофазних масляних силових трансформаторів з потужністю на один стержень $S \leq 200 \text{ кВА}$ при напрузі обмотки не вище 6 кВ.

У тих же межах цей тип обмотки іноді застосовується для обмоток ВН, однак більш зручна в цьому випадку багатошарова циліндрична обмотка з круглого дроту.

Широке застосування знаходить циліндричні багатошарові обмотки з прямокутного проводу в один чи декілька паралельних дротів. Для таких обмоток напруга становить до 35 кВ, а потужність трансформатора до 80 МВА.

Вони використовуються для виготовлення обмоток як НН, так і обмоток ВН трансформатора. Основна перевага цих обмоток полягає в простоті, малій вартості і високій електричній і механічній міцності (рис.4.18).

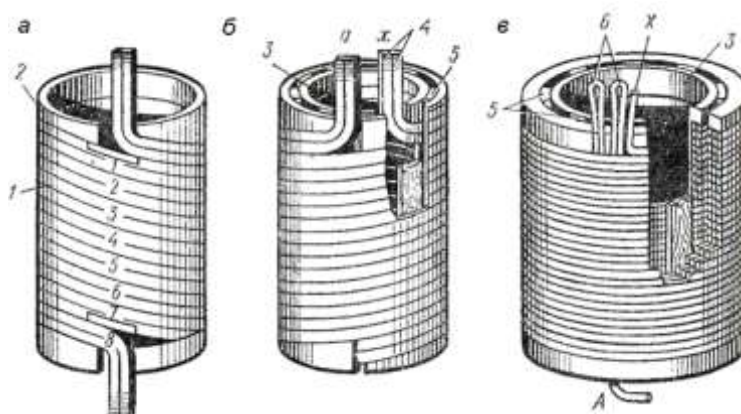


Рис.4.18. Циліндричні обмотки: а - одношарова; б - двошарова; в – багатошарова з круглого дроту; 1 – витки з прямокутного проводу; 2 – розрізні вирівнюючі кільця; 3 – паперово-бакелітовий

циліндр, 4 – кінець першого шару обмотки; 5 – вертикальні рейки; 6 – внутрішні відгалуження обмотки.

Різновидом багатошарової циліндричної обмотки є котушкова обмотка, складена з ряду окремо розташованих в осьовому напрямку котушок, що

представляють собою багат шарові циліндричні обмотки.

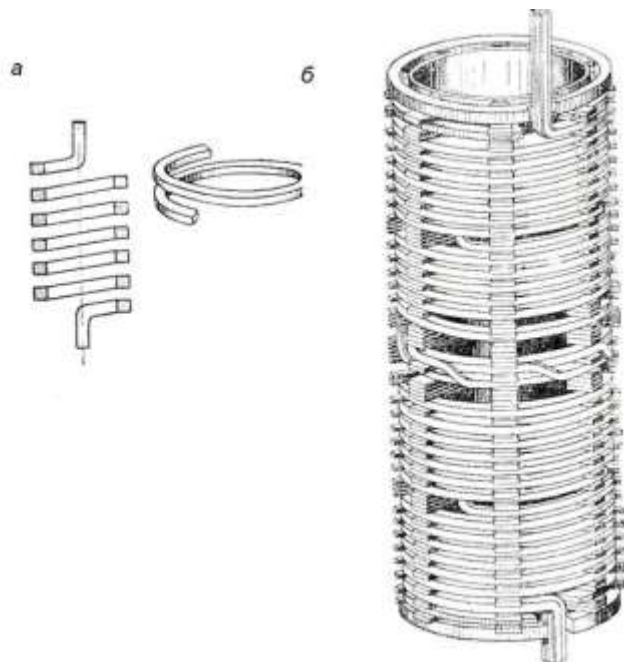


Рис.4.19. Гвинтові обмотка: а - з одного дроту у витку; б - з декількох паралельних дротів у витку.

Виконується вона, як правило, з одного круглого дроту без застосування паралельних проводів. Застосовується для трансформатора з потужністю на один стержень не вище 350 кВА, при струмі 40-45 А, і тільки для виконання обмоток ВН.

Простою безперервною котушковою обмоткою називається обмотка, складена з ряду розташованих в осьовому напрямку і з'єднаних послідовно котушок, намотаних прямокутним проводом по плоскій спіралі, з радіальними охолоджуючими каналами між всіма або частиною котушок. Висота котушки дорівнює висоті дроту.



Рис.4.20. Безперервна котушкова обмотка.

Завдяки високій механічній міцності, легкості розподілу витків обмотки по котушці, зручності виконання регульовальних відгалужень, порівняльної простоті намотування, відсутності перепайок між котушками і простоті насадки на сердечник, безперервна котушкова обмотка знаходить широке застосування як обмотки ВН для трансформаторів з потужністю на один стержень від 50 до 20000 кВА і вище, при струмах навантаження від 10-15 А та вище. Цей тип обмотки знаходить застосування також і в якості обмоток НН при струмах від 17-20 і до 300 А. При напрузі 110 кВ і вище застосовується тільки безперервна котушкова обмотка.

Розділ 5. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ У СХЕМАХ ПІДСТАНЦІЙ

Трансформатори і автотрансформатори (АТ), як правило, працюють в умовах, відмінних від номінальних: їх навантаження змінюється як протягом доби, так і протягом року. Крім того, температура охолоджуючого середовища також змінюється, тому, якщо при виборі трансформаторів (АТ) керуватися лише номінальною потужністю, то остання буде недовикористана.

Досвід, експерименти та розрахунки підказують, що трансформатори можуть без шкоди для себе експлуатуватися протягом частини доби з навантаженням більшим від номінальної потужності, якщо решту часу доби їх навантаження буде меншим за номінальне. Критерієм можливості того чи іншого режиму для певного періоду є не номінальна потужність, а зношення ізоляції обмоток трансформатора за цей період часу: при навантаженні трансформатора вище номінального ізоляція спрацьовується інтенсивніше, а при навантаженні менше від номінального повільніше, ніж при номінальному. У цілому за весь робочий період зношення ізоляції не повинно перевищувати номінальне або, як прийнято говорити, число "прожитих" трансформатором годин не повинно перевищувати фактичного часу його роботи. Такий підхід до вибору та використання трансформаторів (АТ) є економічно вигідним.

Вибирати трансформатори треба з урахуванням їхньої здатності до перевантажень – сукупність допустимих для трансформатора навантажень більших і менших від номінальної потужності в умовах, відмінних від номінальних.

5.1 Вибір трансформаторів з урахуванням їх допустимих перевантажень

Запропонована методика вибору трансформаторів застосовується лише для трансформаторів з номінальною потужністю, що дорівнює або менша від 100

МВ·А; для трансформаторів з $S_{\text{НОМ}} > 100$ МВ·А допустимі перевантаження вказуються у паспортах заводами, що виготовляють трансформатори.

Розрізняють два види допустимих перевантажень: систематичне та аварійне.

Під допустимим систематичним перевантаженням трансформатора розуміють такий режим його роботи, за якого спрацювання ізоляції обмоток при фактичній температурі охолоджувального середовища (повітря, вода) і при реальному добовому графіку його навантаження (більшого і меншого від номінального) буде таке саме, як і при номінальних умовах його роботи за такий же період.

Трансформатор може працювати з допустимим систематичним перевантаженням протягом усього розрахункового часу його експлуатації, тобто 25-30 років. При цьому методика вибору трансформатора з допустимим систематичним перевантаженням виходить з того, що температура ізоляції у найбільш нагрітій точці обмотки в період максимуму навантаження перевищує 98 °С для ізоляції класу А, але не повинна бути вищою від 140°С; температура масла у верхньому шарі не повинна перевищувати 95°С.

Для розрахунку допустимого систематичного перевантаження слід мати фактичний графік навантаження трансформатора для певного періоду (добы), який треба перебудувати в еквівалентний за спрацюванням ізоляції двоступеневий.

Коефіцієнт початкового навантаження першого ступеня еквівалентного графіка навантаження трансформатора

$$K_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^P S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \Delta \tau_i}{\sum_{i=1}^n \Delta \tau_i}}, \quad (5.1)$$

де P – кількість трансформаторів, що працюють у заданому режимі на підстанції;

n – кількість ступенів потужності фактичного графіка навантаження

трансформатора, за яких його навантаження менше або рівне номінальному;

S_i – потужність i -тої ступені;

$\Delta\tau_i$ – час роботи трансформатора потужністю S_i .

Коефіцієнт перевантаження K_2 другого ступеня еквівалентного графіка навантаження трансформатора визначається за більшим значенням із двох величин K'_2 та K''_2 .

Величина K'_2 обчислюється за формулою, аналогічною (5.1),

$$K'_2 = \frac{1}{\sum_{i=1}^P S_{НОМ}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta\tau_i}{\sum_{i=1}^m \Delta\tau_i}}, \quad (5.2)$$

де m – число ступенів потужності графіка навантаження трансформатора, за яких його навантаження більше від номінальної потужності.

$$K''_2 = 0,9 K_{\text{макс}} = 0,9 \frac{S_{\text{макс}}}{\sum_{i=1}^P S_{НОМ}}, \quad (5.3)$$

де $S_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження трансформаторів за певний період їх роботи (добу).

Еквівалентні навантаження першого та другого ступенів еквівалентного графіка навантаження обчислюють за рівняннями:

$$S_{\text{екв}1} = K_1 S_{НОМ};$$

$$S_{\text{екв}2} = K_2 S_{НОМ}.$$

Можливість роботи даного трансформатора за реальним графіком навантаження з допустимим систематичним перевантаженням оцінюється з допомогою таблиць або графіків, побудованих на основі відповідних розрахунків для трансформаторів з різними системами охолодження і сталими часу для двоступеневих графіків навантаження та температур охолоджувального середовища від -10 до $+40$ С. Значення коефіцієнтів $K_{2\text{дон}}$ наведено у [7].

Якщо для даного типу трансформатора відомі температура

охолоджувального середовища та коефіцієнт початкового навантаження K_1 , то з допомогою таблиць можна визначити допустиме систематичне перевантаження $K_{2\text{доп}}$. Робота трансформатора допускається із систематичним перевантаженням, коли виконується умова $K_{2\text{доп}} \geq K_2$.

Під аварійним перевантаженням розуміють такий режим роботи трансформатора, коли температура масла у верхньому шарі може перевищити 95°C , але не більше 115°C , а температура обмотки для трансформаторів з $U_{1\text{ном}}$ рівним або меншим 110 кВ повинна бути не більше 160°C . Цей режим допускається протягом обмеженого часу, тому що спрацювання ізоляції значно перевищує номінальне. Як приклад такого режиму можна навести роботу одного трансформатора на двотрансформаторній підстанції, коли потрібно забезпечити електропостачання споживачів першої та другої категорії.

Можливість аварійного перевантаження визначається також з допомогою таблиць [7] при виконанні умови $K_{2\text{доп.ав}} \geq K_2$.

Розрахунок K_1 та K_2 ведеться за (5.1)...(5.3). При визначенні $K_{2\text{доп.ав}}$ для трансформаторів з $U_{1\text{ном}} > 110$ кВ вводиться корекція на температуру охолоджувального середовища – додається 20°C .

Якщо відсутній графік навантаження трансформатора, то час його аварійного перевантаження не залежить від температури охолоджувального середовища і визначається за двоступеневим графіком з навантаженням першого ступеня не вище 0,95, другого ступеня – 1,4 від номінальної потужності. У такому режимі трансформатор може працювати не більше п'яти діб з допустимим аварійним перевантаженням не більше 6 год

Задача 5.1. Вибрати число, тип і номінальну потужність трансформаторів знижувальної підстанції 35/6,6 кВ для електропостачання споживачів III категорії з максимальним навантаженням 11,5 МВт при $\cos\varphi = 0,92$. Еквівалентна температура повітря взимку 0°C , влітку 10°C .

Добові графіки навантаження у зимовий та літній періоди року зображені на рис. 5.1.

Розв'язання. Максимальне навантаження підстанції згідно з умовою

задачі

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\cos \varphi} = \frac{11,5}{0,92} = 12,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

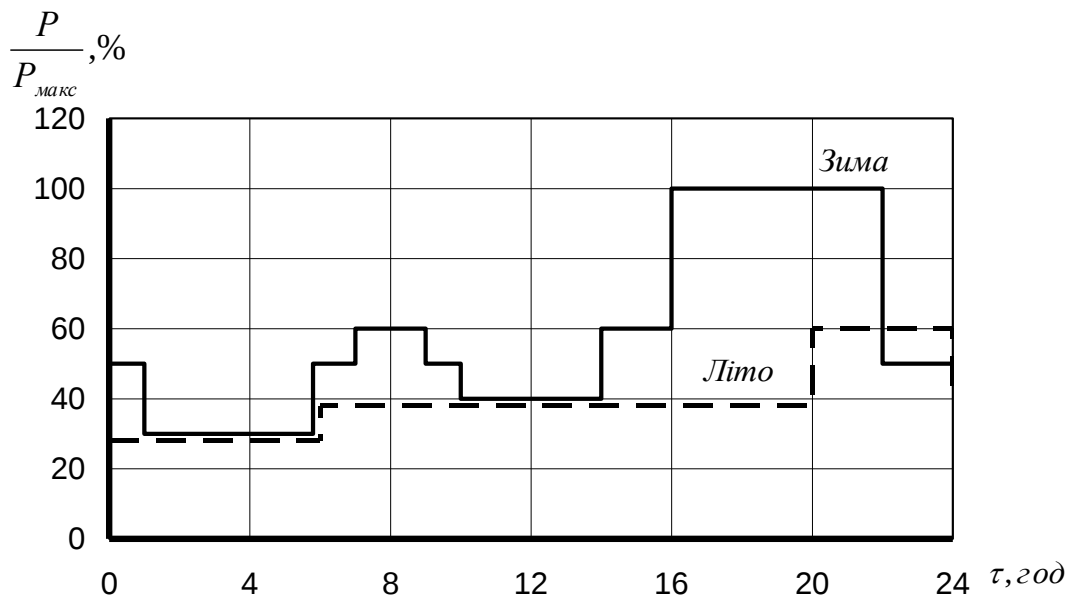


Рис. 5.1. Навантаження підстанції у процентах.

Через те що на підстанції можна встановити один трансформатор (споживачі III категорії), перевіримо можливість його роботи з систематичним перевантаженням. Розглянемо варіант установки трансформатора типу ТД – 10000/35. Коефіцієнт максимального навантаження для зимового та літнього періоду відповідно:

$$K_{\text{зим.макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5}{10} = 1,25;$$

$$K_{\text{літ.макс}} = \frac{0,6 S_{\text{макс}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,6 \cdot 12,5}{10} = 0,75.$$

Таким чином, трансформатор з перевантаженням робитиме лише взимку і у подальшому керуватимемося навантаженням для доби зимового періоду.

Для більшої зручності перебудуємо добові графіки навантаження, виразивши вісь ординат в іменованих одиницях – МВ·А, з допомогою даних табл. 5.1.

**Співвідношення навантаження підстанції у процентах та іменованих
одиницях, МВ·А**

$A_i = \frac{P_i}{P_{\max}} 100 = \frac{S_i}{S_{\max}} 100\%$	Зима	30	40	50	60	100
	Літо	30	40	60		
$S_{i\text{НОВ}} = \frac{A_i}{100} S_{\max}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Зима	3,75	5,0	6,25	7,5	12,5
	Літо	3,75	5,0	7,5		

З графіка, зображеного на рис. 5.2, видно, що трансформатор перевантажується взимку протягом 6 год. Оцінимо можливість його роботи за цим графіком.

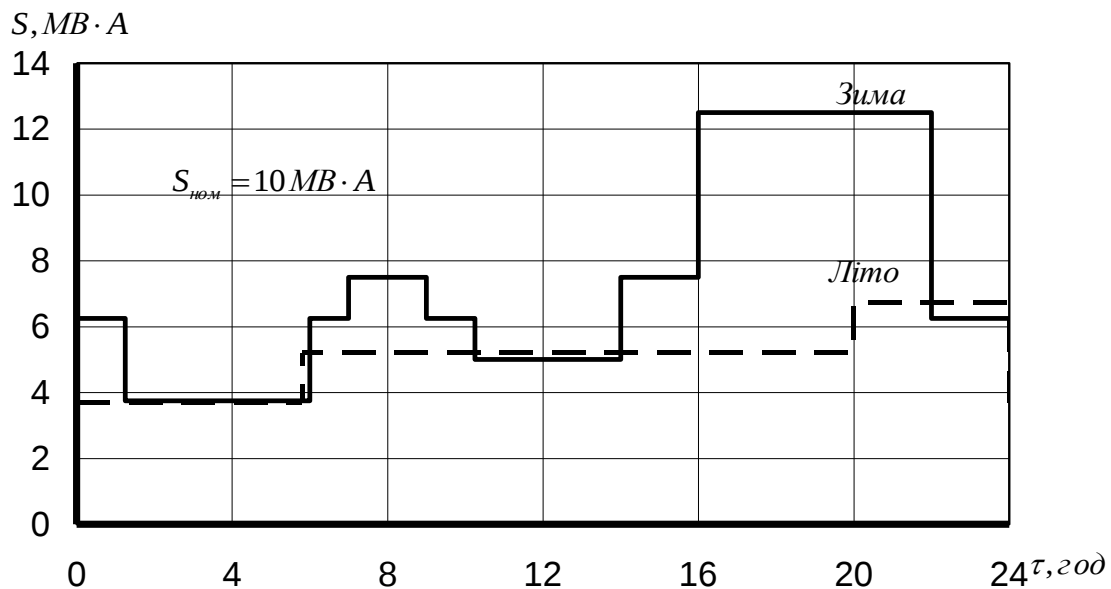


Рис. 5.2. Навантаження підстанції в іменованих одиницях.

Коефіцієнт початкового навантаження обчислимо за (5.1):

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{6,25^2 \cdot 5 + 3,75^2 \cdot 5 + 7,5^2 \cdot 4 + 5^2 \cdot 4}{5 + 5 + 4 + 4}} = 0,573.$$

Величини K'_2 та K''_2 обчислюємо за (5.2) та (5.3) з тим, щоб визначитися з коефіцієнтом перевантаження:

$$K'_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{12,5^2 \cdot 6}{6}} = 1,25;$$

$$K''_2 = 0,9 K_{\text{макс}} = 0,9 \cdot 1,25 = 1,125.$$

Отже, $K_2 = K'_2 = 1,25$.

При $K_1 = 0,573$, $\tau = 6$ год та $t = 0^\circ\text{C}$ згідно з даними таблиць допустимих систематичних перевантажень для трансформатора типу ТД $K_{2\text{доп}} = 1,385$.

Через те що $K_2 = 1,25 < K_{2\text{доп}} = 1,385$, то вибраний трансформатор може працювати з допустимим систематичним перевантаженням згідно з наведеними графіками (див. рис. 5.1, 5.2) без скорочення терміну його експлуатації.

Для побудови еквівалентного двоступеневого графіка роботи трансформатора необхідно обчислити еквівалентне навантаження першого та другого ступенів графіка

$$S_{\text{екв}1} = K_1 \cdot S_{\text{НОМ}} = 0,573 \cdot 10 = 5,73 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Тривалість навантаження 18 год.

$$S_{\text{екв}2} = K_2 \cdot S_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Тривалість навантаження 6 год.

Задача 5.2. Вибрати число, тип і номінальну потужність трансформаторів знижувальної підстанції 35/6,6 кВ для умов задачі 5.1, якщо електроспоживачі належать до I та II категорій за надійністю системи електропостачання.

Розв'язання. Для електропостачання споживачів I та II категорій слід передбачати два джерела електроенергії, тобто на підстанції потрібно встановити два трансформатори.

Розглянемо можливість установки на підстанції двох трансформаторів типу ТД-4000/35 та оцінимо допустимість їх роботи при систематичних перевантаженнях взимку – як найважчий режим. Згідно з графіком навантаження (див. рис.5.2) та рівнянь (5.1)...(5.3)

$$K_1 = \frac{1}{4+4} \sqrt{\frac{6,25^2 \cdot 5 + 3,75^2 \cdot 5 + 7,5^2 \cdot 4 + 5^2 \cdot 4}{5+5+4+4}} = 0,716;$$

$$K'_2 = \frac{1}{4+4} \sqrt{\frac{12,5^2 \cdot 6}{6}} = 1,56;$$

$$K''_2 = 0,9 K_{\text{макс}} = 0,9 \frac{12,5}{4+4} = 1,4.$$

Отже, $K_2 = K'_2 = 1,56$.

За даними таблиць систематичних перевантажень згідно з умовою задачі $K_{2\text{доп}} = 1,369$.

Через те що розрахункове значення $K_2 = 1,56$, а допустиме $K_{2\text{доп}} = 1,369$, умова $K_{2\text{доп}} \geq K_2$ не виконується і варіант установки двох трансформаторів ТД – 4000/35 на підстанції нас не задовольняє внаслідок того, що фактичне перевантаження їх більше за допустиме.

Розглянемо другий варіант – установку на підстанції двох трансформаторів ТД-63000/35.

У цьому випадку максимальний коефіцієнт навантаження

$$K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sum_{i=1}^2 S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5}{6,3+6,3} = 0,992,$$

тобто трансформатори у найбільш важкий зимовий період недовантажені до номінальної потужності і, отже, говорити про систематичне перевантаження не можна. Вибір трансформаторів ТД-6300/35 за умовою систематичних перевантажень є доцільним.

Перевіримо можливість роботи підстанції при аварійній ситуації, коли виникає необхідність вимкнення одного трансформатора, а другий повинен забезпечити електропостачання споживачів I та II категорій з урахуванням його допустимого аварійного перевантаження.

Обчислимо $K_{\text{макс}}$, K_1 та K_2 , використовуючи при цьому зимовий графік добового навантаження (див. рис. 5.2), а також рівняння (5.1)...(5.3):

$$K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sum_{i=1}^P S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5}{6,3} = 1,98;$$

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{6,25^2 \cdot 5 + 3,75^2 \cdot 5 + 5^2 \cdot 4}{5 + 5 + 4}} = 0,81;$$

$$K'_2 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{7,5^2 \cdot 4 + 12,5^2 \cdot 6}{4 + 6}} = 1,71;$$

$$K''_2 = 0,9 K_{\text{макс}} = 0,9 \cdot 1,98 = 1,78.$$

Порівнюючи значення K'_2 та K''_2 , приймаємо $K_2 = K''_2 = 1,78$.

Визначимо коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження $K_{2\text{доп.ав}}$ з допомогою таблиць для допустимих аварійних перевантажень залежно від таких даних: $K_1 = 0,81$; $t = 0^\circ\text{C}$; система охолодження трансформатора – Д; час дії перевантаження (див. рис. 5.2. для потужності 6,3 МВ·А) – 10 год. За цих умов $K_{2\text{доп.ав}} = 1,5$.

Оскільки $K_2 = 1,78 > K_{2\text{доп.ав}} = 1,5$, варіант установки двох трансформаторів ТД-6300/35 на підстанції із заданим графіком навантаження не відповідає умові вибору їх за допустимим аварійним перевантаженням.

Розглянемо ще один варіант: установку на підстанції двох трансформаторів типу ТД-10000/35.

У нормальному режимі коефіцієнт максимального навантаження трансформаторів

$$K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sum_{i=1}^p S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5}{10 + 10} = 0,625.$$

Як видно, у нормальному режимі трансформатори працюють з потужністю меншою від номінальної, отже, систематичного перевантаження не буде.

Знайдемо коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження взимку при роботі одного трансформатора, користуючись розрахунковими даними задачі 5.1, а саме: $K_{\text{макс}} = 1,25$, $K_1 = 0,573$, $K_2 = 1,25$.

Оскільки температура охолоджувального середовища 0°C , час перевантаження 6 год, то для трансформатора типу ТД відповідно до таблиць допустимих аварійних перевантажень $K_{2\text{доп.ав}} = 1,6$.

Таким чином умова допустимості роботи в аварійному режимі виконується

($K_{2\text{доп.ав}} > K_2$) і на підстанції приймемо до установки два трансформатори ТД-10000/35.

5.2 Втрати потужності та енергії у трансформаторах

Повні витрати потужності у трансформаторах

$$\Delta P = P_m + P_{\text{обм}},$$

де P_m – втрати потужності в сталі – в магнітопроводах, кВт;

$P_{\text{обм}}$ – втрати потужності в обмотках трансформатора, кВт.

У нормативній літературі для двообмоткових трансформаторів наводяться значення втрат при неробочому ході P_k та при досліді к.з. P_k . Для триобмоткових трансформаторів також дається значення величини P_x та одне значення P_k для того із двох режимів допустимого 100%-го навантаження обмоток (ВН-СН або ВН-НН) в двообмотковому режимі, за якого значення P_k буде максимальним. Через це виникають певні труднощі при визначенні втрат потужності в обмотках $P_{\text{обм}}$ для триобмоткового трансформатора. У цьому випадку можна скористатися рівнянням

$$P_{\text{обм}} = \frac{P_k}{2 S_{\text{НОМ}}^2} (S_{\text{ВН}}^2 + S_{\text{СН}}^2 + S_{\text{НН}}^2).$$

де $S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність триобмоткового трансформатора, кВ·А, МВ·А;

$S_{\text{ВН}}$, $S_{\text{СН}}$, $S_{\text{НН}}$ – потужність енергії, що проходить відповідно по обмотках вищої, середньої та нижчої напруг, кВ·А, МВ·А.

Значення навантажень обмоток знаходяться або за добовими графіками для характерних діб зимового та літнього періодів або розрахунковим шляхом.

При обчисленні втрат електроенергії у трансформаторі необхідно повні втрати потужності помножити на час його роботи.

Слід зауважити, що в курсі "Електрична частина станцій і підстанцій" не розглядаються приведені втрати, що враховують не тільки втрати активної потужності в трансформаторах, але й втрати активної потужності, які

виникають в системі електропостачання від генераторів електростанцій до даних трансформаторів внаслідок споживання ними реактивної потужності.

5.2.1. Втрати електроенергії в триобмотковому трансформаторі.

Якщо у вихідних даних для обчислення втрат електроенергії є графік навантаження, то втрати електроенергії за рік, кВт·год, визначаються залежно від конкретних умов за рівняннями:

$$W = P_x \cdot 8760 + \frac{P_\kappa}{2 S_{\text{НОМ}}^2} \left(\sum_{i=1}^n S_{\text{ВН}_i}^2 \tau_{\text{ВН}_i} + \sum_{i=1}^m S_{\text{СН}_i}^2 \tau_{\text{СН}_i} + \sum_{i=1}^k S_{\text{НН}_i}^2 \tau_{\text{НН}_i} \right) 365, \quad (5.4)$$

де n, m, k – число степенів сталих значень потужності за добовим графіком навантаження відповідно обмоток ВН, СН, НН;

S_i, τ_i – потужність та проміжок часу i -тої ступені сталого навантаження з добового графіка для різних обмоток (ВН, СН, НН) трансформатора.

$$W = \left[P_x + \frac{P_\kappa}{2 S_{\text{НОМ}}^2} (S_{\text{СК.ВН}}^2 + S_{\text{СК.СН}}^2 + S_{\text{СК.НН}}^2) \right] 8760, \quad (5.5)$$

де $S_{\text{СК.ВН}}, S_{\text{СК.СН}}, S_{\text{СК.НН}}$ – середньоквадратичне значення навантаження обмоток відповідно вищої, середньої та нижчої напруги трансформатора.

У загальному випадку

$$S_{\text{СК}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \tau_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i}},$$

де n – число степенів сталих значень навантаження добового графіка для обмотки відповідного класу напруги.

$$W = P_x \cdot 8760 + \frac{P_\kappa}{2 S_{\text{НОМ}}^2} \left(\sum_{i=1}^n S_{i \text{ макс}}^2 \cdot \tau_{i \text{ макс}} \right). \quad (5.6)$$

де $S_{i \text{ макс}}, \tau_{i \text{ макс}}$ – максимальні навантаження та число годин максимальних втрат для обмоток ВН, СН та НН трансформатора;

$n=3$ – число обмоток триобмоткового трансформатора.

Число годин максимальних втрат залежить від числа годин використання максимуму навантаження $T_{\text{макс}}$ (рис. 5.3).

Число годин використання максимуму навантаження для кожної обмотки можна обчислити за графіком навантаження відповідної обмотки або за даними табл. 5.2.

Якщо графік навантаження відсутній, то втрати електроенергії для триобмоткового трансформатора обчислюють за рівнянням

$$W = \left[P_x + \frac{P}{2 S_{\text{НОМ}}^2} (\alpha_1 S_{\text{ВНмакс}}^2 + \alpha_2 S_{\text{СНмакс}}^2 + \alpha_3 S_{\text{ННмакс}}^2) \right] 8760, \quad (5.7)$$

де $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коефіцієнти, що враховують навантаження відповідно, ВН, СН та НН трансформатора; при виготовленні трансформатора з обмотками, розрахованими на 100%-ве навантаження, $\alpha_1 = 0,6, \alpha_2 = 0,4, \alpha_3 = 0,4$ на 67%-ве – $\alpha = 0,3$;

$S_{\text{ВНмакс}}^2, S_{\text{СНмакс}}^2, S_{\text{ННмакс}}^2$ – розрахункові максимальні навантаження обмоток відповідно вищої, середньої та нижчої напруг.

5.2.2. Втрати електроенергії у двохобмотковому трансформаторі.

У разі наявності добового графіка навантаження трансформатора при роботі його цілий рік втрати електроенергії визначаються рівнянням

$$W = P_x \cdot 8760 + \frac{P_{\kappa}}{S_{\text{НОМ}}^2} \left(\sum_{i=1}^m S_i^2 \tau_i \right) 365, \quad (5.8)$$

де m – число степенів сталих значень потужності за добовим графіком навантаження.

Якщо добовий графік навантаження відсутній, то витрати електроенергії обчислюють за рівнянням

$$W = (P_x + P_{\kappa} K_{\text{нав}}) 8760, \quad (5.9)$$

де $K_{\text{нав}}$ – коефіцієнт навантаження, який можна прийняти рівним 0,9 для споживачів III категорії, 0,76 для споживачів II категорії, 0,65 для споживачів I

категорії за надійністю електропостачання.

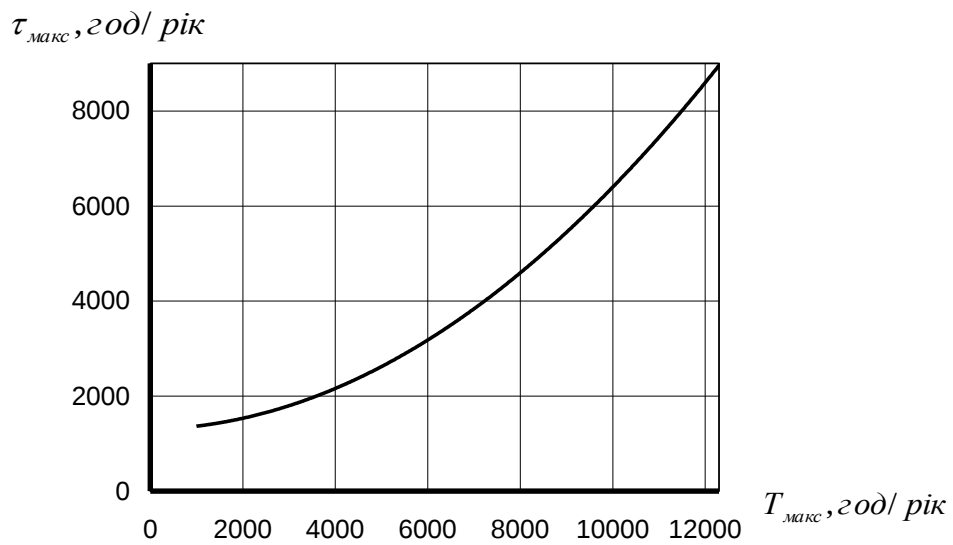


Рис.5.3. Залежність числа годин максимальних втрат $\tau_{\text{макс}}$ від числа годин використання максимуму навантаження $T_{\text{макс}}$.

Таблиця 5.2

Середні значення числа годин максимуму навантаження

Споживач	$T_{\text{макс}}$, год/рік
<i>Промислові споживачі:</i>	
однотимінні	2000...3000
двотимінні	3000...4500
<i>Промислові споживачі по галузях:</i>	
деревообробна та лісова	2500...3000
легка промисловість	3000...4500
<i>харчова промисловість</i>	
масло-консервний завод	7000
молокозавод	4800
хлібозавод	5000
цукрозавод	3500...4000
м'ясокомбінат	3500...3800
комунально-побутова	4000

Слід зауважити, що для електроспоживачів I та II категорій необхідно мати кілька джерел електроенергії, через це потрібно вміти вираховувати втрати

електроенергії для n паралельно працюючих трансформаторів.

5.2.3. Визначення втрат електроенергії для трансформаторів, що працюють паралельно.

Втрати потужності в сталі, а відповідно й електроенергії від цієї складової, збільшаються пропорційно числу трансформаторів, що працюють паралельно, тобто

$$P_M = P_x n.$$

Втрати в обмотках трансформаторів $P_{обм}$ визначаються значенням величини P_K і навантаженням трансформаторів.

При використанні для обчислення втрат добового графіка сумарного навантаження підстанції S_Σ , що припадає на всі n паралельно працюючі трансформатори однакових номінальних параметрів, втрати потужності в обмотках одного трансформатора потрібно зменшити в n разів. Для n двох обмоткових трансформаторів втрати електроенергії за цих умов можна обчислити за виразом аналогічним (5.8):

$$W = nP_x \cdot 8760 + \frac{nP_K}{nS_{НОМ}^2} \left(\sum_{i=1}^m S_{\Sigma i}^2 \tau_i \right) 365. \quad (5.10)$$

Для триобмоткових трансформаторів можна скористатися формулами (5.4)...(5.7), пам'ятаючи про корективи на кількість трансформаторів (див. (5.10), а також про те, що в рівняннях потрібно використати сумарне навантаження підстанції на нижчій, середній та вищій напругах (наприклад, для рівняння (5.5) $S_{\Sigma ск.вн}$, $S_{\Sigma ск.сн}$, $S_{\Sigma ск.нн}$).

Якщо для n паралельно працюючих трансформаторів використовується добовий графік навантаження або розрахункове навантаження одного з n працюючих трансформаторів, то при обчисленні втрат електроенергії для n , наприклад двообмоткових, трансформаторів можна використати аналогічні (5.8) та (5.9) рівняння:

$$W = n \left[P_x \cdot 8760 + \frac{P_k}{S_{НОМ}^2} \left(\sum_{i=1}^m S_{i\tau_i}^2 \right) \right] 365 ;$$

$$W = n(P_x + P_k K_{наб}) 8760$$

За цих умов для триобмоткових трансформаторів можна скористатися виразами (5.4)...(5.7), внівши корективи на кількість n паралельно працюючих трансформаторів. Наприклад:

$$W = n \left[P_x + \frac{P_k}{2S_{НОМ}^2} (S_{ск.ВН}^2 + S_{ск.СН}^2 + S_{ск.НН}^2) \right] 8760.$$

Задача 5.3. Для знижувальної підстанції 110/38,5/6,6 кВ, що має забезпечити електропостачання споживачів III категорії, порівняти за капітальними витратами та річними втратами електроенергії два варіанти:

1) один триобмотковий трансформатор 110/38,5/6,6 кВ;

2) два двохобмоткових трансформатори з номінальними напругами 110/38,5 кВ та 110/6,6 кВ. Максимальні навантаження на стороні СН та НН однакові й дорівнюють 10,8 МВт при $\cos\varphi=0,9$. Добові графіки навантаження мережі СН та НН, за якими трансформатори мають робити цілий рік, зображені на рис. 5,4. Річна еквівалентна температура повітря 10°C.

Розв'язання.

Варіант 1. Оскільки електроспоживачі III категорії, то на підстанції можна встановити один триобмотковий трансформатор з номінальною напругою 110/38,5/6,6 кВ. Максимальне навантаження обмоток СН та НН $10,8/0,9=12$ МВ·А, обмоток ВН 24 МВ·А. На рис. 5.5 зображений графік навантаження мережі ВН, СН та НН в іменованих одиницях.

З урахуванням допустимих перевантажень приймемо до установки на підстанції трансформатор типу ТДТН-16000/110. Визначимо $K_{\max}$, K_1 , K'_2 , K''_2 , K_2 , $K_{2\text{доп}}$ для трансформатора підстанції, використовуючи рівняння (5.1)...(5.3), а також графік навантаження (див. рис. 5.5).

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{24}{16} = 1,5; \quad K_1 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{3,6^2 \cdot 8 + 13,2^2 \cdot 8}{8 + 8}} = 0,605;$$

$$K'_2 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{24^2 \cdot 8}{8}} = 1,5; \quad K''_2 = 0,9 \frac{24}{16} = 1,35.$$

Через те що $K'_2 > K''_2$, $K_2 = K'_2 = 1,5$.

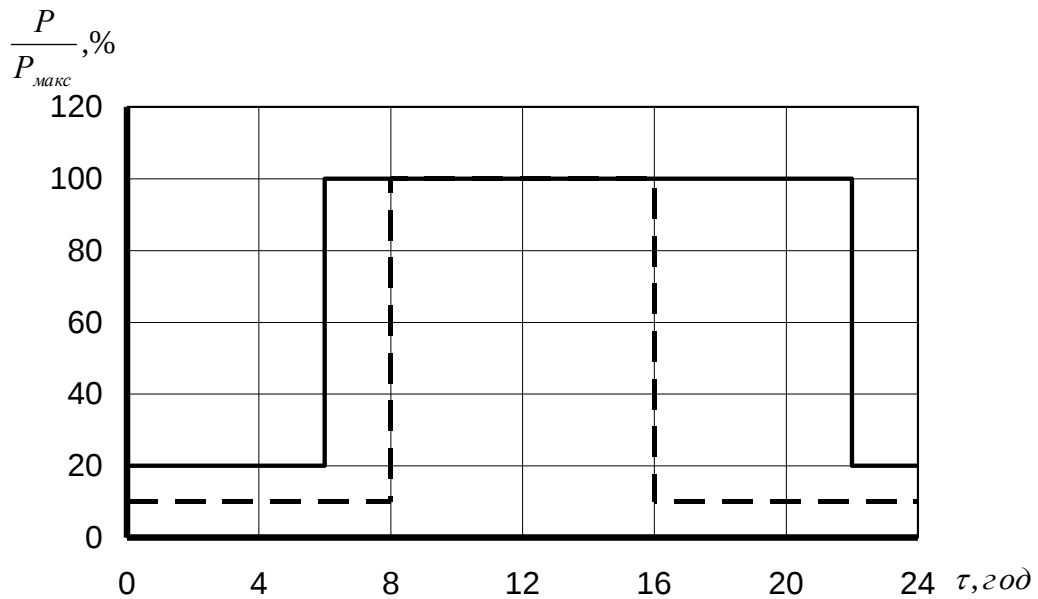


Рис. 5.4. Добовий графік навантаження мережі СН (-----) та НН (——) у відсотках.

Згідно з умовою задачі та даними таблиць допустимих систематичних перевантажень для трансформатора ТДТН $K_{2\text{доп}} = 1,24$.

Таким чином, трансформатор ТДТН-16000/110 на підстанції встановити не можна, бо не виконується умова роботи його з допустимим систематичним перевантаженням $K_{2\text{доп}} \geq K_2$.

Встановимо на підстанції трансформатор типу ТДТН-25000/110. Перевантаження систематичного не буде, оскільки коефіцієнт максимального навантаження $K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{24}{25} = 0,96$ менший за одиницю.

Втрату електроенергії обчислимо згідно (5.4):

$$W = 28,5 \cdot 8760 + \frac{140}{2 \cdot 25^2} (3,6^2 \cdot 8 + 13,2^2 \cdot 8 + 24^2 \cdot 8 + 1,2^2 \cdot 16 + 12^2 \cdot 8 + 2,4^2 \cdot 8 + 12^2 \cdot 16) \cdot 365 = 643364 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$S, \text{МВ} \cdot \text{А}$

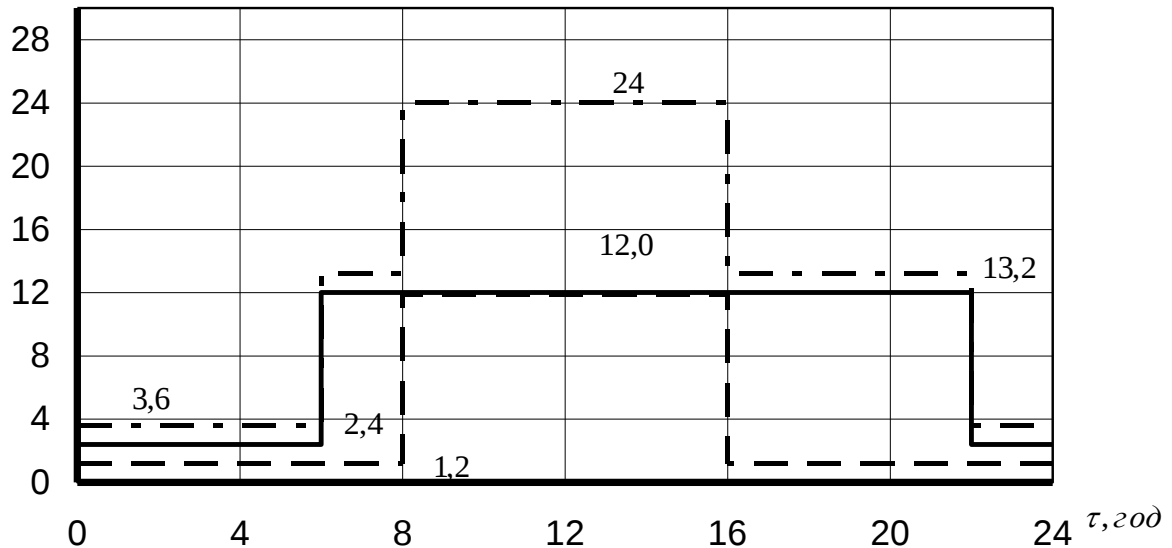


Рис. 5.5. Добовий графік навантаження мережі ВН (— · —), СН (-----) та НН (——) в іменованих одиницях.

Вартість трансформатора за довідковими даними 72,3 тис. грн. Параметри трансформатора: $S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{СН}} = 38,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 6,6 \text{ кВ}$; $P_{\text{х}} = 28,5 \text{ кВт}$; $P_{\text{к}} = 140 \text{ кВт}$; $U_{\text{к.ВН-СН}} = 10,5\%$; $U_{\text{к.ВН-НН}} = 6,5\%$; $U_{\text{к.СН-НН}} = 0,7\%$.

Отже, за першим варіантом:

- вартість трансформатора 72,3 тис. грн.;
- річні втрати електроенергії 643364 кВт·год.

Варіант 2. За цим варіантом на підстанції передбачається встановлення двох двохобмоткових трансформаторів 110/38,5 кВ та 110/6,6 кВ з максимальним навантаженням $S_{\text{макс}} = 12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ кожний.

Вибір трансформатора 110/38,5 кВ. Розглянемо варіант установки трансформатора типу ТДН-10000/110, для чого обчислимо K_1 , K'_2 , K''_2 , використовуючи рівняння (5.1)...(5.3), а також графік навантаження (див. рис. 5.5) мережі середньої напруги 38,5 кВ:

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{1,2^2 \cdot 16}{16}} = 0,12; \quad K'_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{12^2 \cdot 8}{8}} = 1,2; \quad K''_2 = 0,9 \cdot \frac{12}{10} = 1,08.$$

Як бачимо, $K_2 = K'_2 = 1,2$, бо $K'_2 > K''_2$.

За таблицями допустимих систематичних перевантажень $K_{2 \text{ доп}} = 1,26$, що перевищує значення K_2 і таким чином на напрузі 110/38,5 кВ приймаємо для установки на підстанції трансформатор типу ТДН-10000/110 з основними параметрами: $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$; $I_x = 0,9\%$; $U_{2 \text{ ном}} = 38,5 \text{ кВ}$; $P_x = 14 \text{ кВт}$; $P_k = 58 \text{ кВт}$; $U_k = 10,5\%$.

Для мережі 38,5 кВ втрати електроенергії у трансформаторі за (5.8) та графіком навантаження (рис. 5.5)

$$W = 14 \cdot 8760 + \frac{58}{10^2} (1,2^2 \cdot 16 + 12^2 \cdot 8) \cdot 365 = 371396 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вибір трансформатора 110/6,6 кВ. Перевіримо можливість роботи з допустимим систематичним перевантаженням трансформатора ТДН-10000/100 для мережі 6,6 кВ графік навантаження див. на рис. 5.5.

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{2,4^2 \cdot 8}{8}} = 0,24; \quad K'_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{12^2 \cdot 16}{16}} = 1,2;$$

$$K''_2 = 0,9 \cdot K_{\text{макс}} = 0,9 \cdot \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} = 0,9 \cdot \frac{12}{10} = 1,08;$$

$$K_2 = K'_2 = 1,2.$$

За даними таблиць допустимих систематичних навантажень $K_{2 \text{ доп}} = 1,17$. Отже, трансформатор ТДН-10000/100 для електропостачання споживачів мережі 6,6 кВ встановити на підстанції неможливо, бо допустиме систематичне перевантаження менше від фактичного згідно з графіком.

Розглянемо варіант встановлення на підстанції трансформатора ТДН-16000/110 з номінальною вторинною напругою 6,6 кВ. Для цього варіанта максимальне навантаження трансформатора

$$K_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} / S_{\text{ном}} = 12 / 16 = 0,75$$

менше від одиниці, що вказує на відсутність систематичного перевантаження.

Таким чином, для електропостачання споживачів мережі 6,6 кВ. приймемо

для установки не підстанції трансформатор ТДН-16000/100 з такими основними параметрами: $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{1 \text{ ном}} = 100 \text{ кВ}$; $U_{2 \text{ ном}} = 6,6 \text{ кВ}$; $P_x = 18 \text{ кВт}$; $P_k = 85 \text{ кВт}$; $U_x = 10,5\%$; $I_x = 0,7\%$.

Скориставшись графіком навантаження для мережі 6,6 кВ (рис. 5.5), а також рівнянням (5.11), обчислимо втрати електроенергії у трансформаторі ТДН-16000/110

$$W = 18 \cdot 8760 \cdot \frac{85}{16^2} (2,4^2 \cdot 8 + 12^2 \cdot 16) \cdot 365 = 442489 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Сумарна вартість трансформаторів підстанції за другим варіантом, а також сумарні втрати електроенергії відповідно дорівнюють:

$$\Sigma B = 400 + 480 = 880 \text{ тис. грн};$$

$$\Sigma W = 371396 + 442489 = 813885 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Результати розрахунків за двома варіантами зведені у табл. 5.3.

Таблица 5.3

Порівняння результатів розрахунку двох варіантів

Найменування	Втрати електроенергії, кВт·год	Вартість, тис. грн.
<u>Варіант 1.</u> Установка трансформатора типу ТДТН-16000/110 з $U_{\text{сн. ном}} = 38,5 \text{ кВ}$ та $U_{\text{нн. ном}} = 6,6 \text{ кВ}$	643364	720,3
<u>Варіант 2.</u> Установка трансформаторів ТДН-10000/110 з $U_{2 \text{ ном}} = 38,5 \text{ кВ}$ та ТДН-16000/110 з $U_{2 \text{ ном}} = 6,6 \text{ кВ}$	813885	880,0

Аналізуючи дані табл. 5.3, дійдемо висновку, що варіант з двома двохобмотковими трансформаторами (варіант 2) потребує більших капітальних затрат (в 1,22 раза) і характеризується значнішими річними втратами електроенергії (в 1,33 раза), через що й економічно не вигідний.

Таким чином, на підстанції встановимо один триобмотковий трансформатор типу ТДТН-16000/110.

5.3 Вибір автотрансформаторів

В установках 110 кВ і вищої напруги знайшли широке застосування автотрансформатори (АТ) завдяки ряду переваг порівняно з трансформаторами.

Однофазний автотрансформатор має електрично зв'язані між собою обмотки СВ та ОС (рис. 5.7).

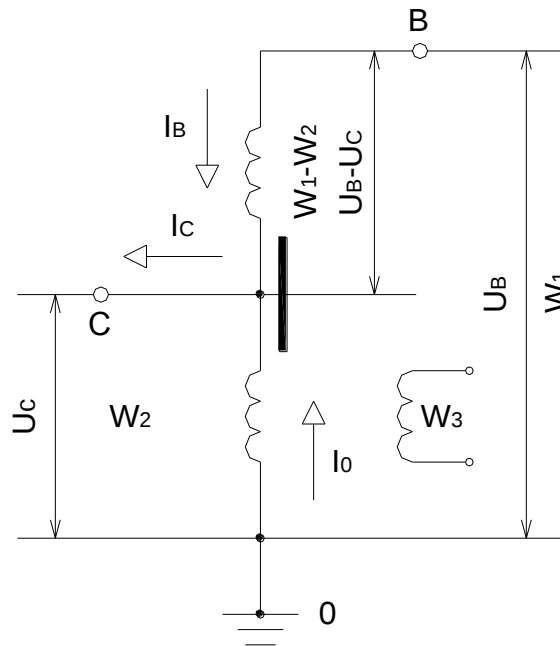


Рис. 5.6. Схема однофазного автотрансформатора.

Частина обмотки, що знаходиться між виводами В та С, називається послідовною, а між С та 0 - спільною.

При роботі АТ як знижувального пристрою в послідовній обмотці тече струм I_B , який наводить у спільній обмотці струм I_0 . Струм навантаження вторинної обмотки I_C складається зі струмів I_B , що виникає завдяки гальванічному зв'язку між обмотками, та I_0 , що виникає завдяки магнітному зв'язку між ними: $\bar{I}_C = \bar{I}_B + \bar{I}_0$, звідки $\bar{I}_0 = \bar{I}_C - \bar{I}_B$. Якщо коефіцієнти потужності навантажень первинної та вторинної обмоток АТ однакові, то можна записати, що $\bar{I}_0 = \bar{I}_C - \bar{I}_B$.

Повна потужність, що передається АТ з первинної обмотки (мережі) на вторинну, називається прохідною потужністю і, якщо нехтувати втратами в

обмотках АТ, - то:

$$S = U_B I_B \approx U_c I_c.$$

Через те що прохідна потужність є сума двох складових, що передаються з первинної на вторинну мережу електричним і магнітним зв'язками між обмотками АТ, то:

$$S = S_{ел} + S_{тр},$$

де $S_{ел}$ - електрична потужність, що передається з первинної обмотки на вторинну завдяки їхньому гальванічному зв'язку, $S = U_c I_B$;

$S_{тр}$ - трансформаторна потужність, що передається з первинної обмотки на вторинну магнітним шляхом,

$$S_{тр} = (U_B - U_c) I_B \approx (I_c - I_B) U_c.$$

Під номінальною потужністю автотрансформатора розуміють його прохідну потужність при номінальних умовах, тобто $S_{ном} = S$. Автотрансформаторну потужність, що відповідає номінальній, називають типовою, а саме:

$$S_{тр} = S_{тип} = S_{ном} K_{тип},$$

де $K_{тип}$ - коефіцієнт типової потужності, відповідно до рис. 5.6

$$K_{тип} = \frac{U_B - U_c}{U_B} = 1 - \frac{U_c}{U_B}.$$

З рис. 5.6 видно, що потужність послідовної обмотки АТ

$$S_{п} = (U_B - U_c) I_B = S_{тип},$$

а потужність спільної обмотки з урахуванням (5.12)

$$S_{сп} = U_c I_0 = U_c (I_c - I_B) = S_{тип}.$$

Таким чином, обмотки (послідовна та спільна) АТ розраховуються на типову потужність, яку інколи називають розрахунковою. Слід зауважити, що розміри магнітовода АТ, а звідси і його маса також залежить від величини типової (трансформаторної) потужності.

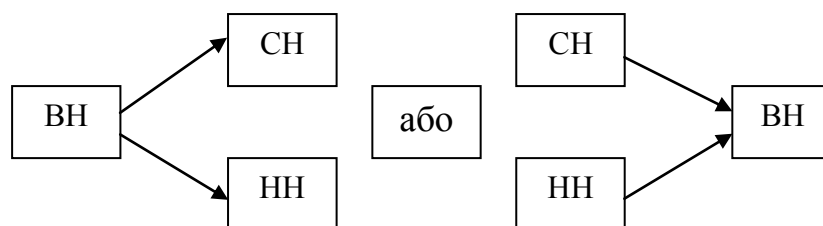
У триобмотковому АТ додається третя обмотка - третинна (W_3 на рис. 5.6) - зв'язана з автотрансформаторними лише магнітним шляхом (магнітним потоком). Третинна обмотка (обмотка НН) використовується для електропостачання споживачів, для приєднання джерел активної та реактивної потужностей (синхронних генераторів і компенсаторів), а в деяких випадках використовується для компенсації струмів гармонік кратних трьом. Потужність обмотки НН АТ також не може бути більшою за типову потужність, бо розміри АТ визначатимуться потужністю цієї обмотки. Номінальна потужність АТ, а також обмотки НН вказується у паспортних даних АТ і довідковій літературі.

Розрізняють такі режими роботи автотрансформатора: трансформаторний, автотрансформаторний і комбінований.

Автотрансформаторний режим виникає тоді, коли третинна обмотка АТ або відсутня, або її навантаження дорівнює нулю.

Як уже вказувалося, навантаження кожної обмотки (спільної, послідовної, третинної) - не повинно перевищувати типову потужність АТ і воно залежить від напрямку передачі електроенергії та навантаження обмоток нижчої, середньої та вищої напруг. Розглянемо найхарактерніші режими роботи АТ.

Режим I. Комбінований режим роботи АТ, коли передача енергії відбувається у напрямі з мережі вищої напруги в мережу середньої та нижчої напруг, або навпаки, - з мережі нижчої та середньої напруг в мережу вищої напруги. Схематично це можна показати так:



Найнавантаженішою обмоткою в цьому режимі, згідно з рис. 5.6, буде послідовна обмотка і, очевидно, що режим роботи АТ обмежуватиметься потужністю послідовної обмотки.

Потужність послідовної обмотки АТ не повинна перевищувати типову потужність, тобто

$$S_{\Pi} = S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{ном}}.$$

У свою чергу номінальна потужність для даного режиму роботи Тарне повинна перевищувати потужність передачі енергії з (в) мережі (мережу) вищої напруги (ВН) і при незначній різниці у фазових кутах $\cos \varphi_{\text{вн}} \approx \cos \varphi_{\text{сн}} \approx \cos \varphi_{\text{нн}}$ можна записати

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{вн}} = S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}.$$

Зауважимо, що рівняння (5.14) відповідає роботі АТ без використання можливості його перевантаження.

Підставляючи значення $S_{\text{ном}}$ з (5.14) у (5.13), отримаємо

$$S_{\Pi} = K_{\text{тип}} (S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}).$$

Умова можливості режиму I (передача енергії з мережі ВН в СН та НН, або навпаки)

$$S_{\Pi} \leq S_{\text{тип}}.$$

Рівняння для знаходження навантаження спільної обмотки можна отримати з таких міркувань. Через те що струм у спільній обмотці, I_0 дорівнює $I_{\text{с}} - I_{\text{в}}$, то навантаження її

$$S_{\text{сп}} = \sqrt{3} I_0 U_{\text{сн}},$$

або

$$S_{\text{сп}} = \sqrt{3} (I_{\text{с}} - I_{\text{в}}) U_{\text{сн}} = \sqrt{3} \left(\frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} U_{\text{сн}}} - \frac{S_{\text{вн}}}{\sqrt{3} U_{\text{вн}}} \right) U_{\text{сн}},$$

$$S_{\text{сп}} = S_{\text{сн}} - \frac{S_{\text{вн}}}{K_{\text{тр}}}.$$

Якщо в (5.16) замість $S_{\text{вн}}$ підставимо $S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}$, то отримаємо ще одне рівняння для обчислення $S_{\text{сп}}$

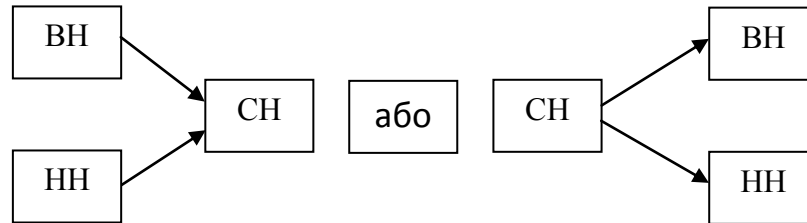
$$\begin{aligned} S_{\text{сп}} &= S_{\text{сн}} - \frac{(S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}})}{K_{\text{тр}}} = S_{\text{сн}} - \frac{(S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}) U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = S_{\text{сн}} \left(1 - \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} \right) - S_{\text{нн}} \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \\ &= K_{\text{тип}} S_{\text{сн}} - \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} S_{\text{нн}} \end{aligned}$$

Навантаження третинної обмотки визначається навантаженням мережі НН, тобто:

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{нн}} ,$$

при цьому $S_{\text{тр}} \leq S_{\text{тип}}$.

Режим 2. Електроенергія передається з мережі вищої та нижчої напруг у мережу середньої напруги, або навпаки, тобто



Це також комбінований режим роботи АТ і найбільш навантаженою буде спільна обмотка (див. рис. 5.6). Отже, передача потужностей обмежується потужністю спільної обмотки.

Навантаження обмоток визначається рівняннями

$$S_{\text{п}} = K_{\text{тип}} S_{\text{вн}} ,$$

$$S_{\text{сп}} = S_{\text{п}} + S_{\text{нн}} = K_{\text{тип}} S_{\text{вн}} + S_{\text{нн}} .$$

Режим 2 (передача енергії з ВН та НН в СН, або навпаки) можливий за умовою:

$$S_{\text{сп}} \leq S_{\text{тип}} .$$

Задача 5.4. Користуючись шкалою номінальних потужностей трансформаторів і автотрансформаторів, вибрати знижувальний АТ 220/121/11 кВ для електропостачання споживачів III категорії надійності.

Графік добового навантаження мережі СН та НН зображений на рис. 5.8. Коефіцієнти потужності мереж ВН, СН, НН однакові. Потужність третинної обмотки АТ дорівнює його типовій потужності. Еквівалентна температура повітря 10°C. Обчислити навантаження послідовної та спільної обмоток при максимальному навантаженні АТ.

Розв'язання. За даних умов АТ працює в комбінованому режимі з

передачею електроенергії з мережі ВН вмережу СН та НН (режим I) і тому максимальне навантаження обмотки ВН

$$S_{\text{ВН макс}} = S_{\text{СН макс}} + S_{\text{НН макс}} = 100 + 65 = 165 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Через те що найближча стандартна потужність АТ 160 МВ·А, то розглянемо варіант установки автотрансформатора АТДЦТН-160000/220 номінальною потужністю $S_{\text{ном}} = 160 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ з перевіркою роботи його з допустимим систематичним перевантаженням. Оцінимо можливість роботи АТ систематичним перевантаженням обмотки вищої напруги згідно з графіком (сумарний графік обмотки ВН не наведений) рис. 5.8, для чого за (5.1)...(5.3) обчислимо коефіцієнти K_1 , K'_2 та K''_2

$$K_1 = \frac{1}{160} \sqrt{\frac{135^2 \cdot 8 + 155^2 \cdot 10}{8 + 10}} = 0,92;$$

$$K'_2 = \frac{1}{160} \sqrt{\frac{165^2 \cdot 6}{6}} = 1,03;$$

$$K''_2 = 0,9 \frac{165}{160} = 0,928.$$

Через те що $K'_2 > K''_2$, $K_2 = K'_2 = 1,03$.

За таблицями допустимих систематичних перевантажень для даних умов $K_{2\text{доп}} = 1,18$, що більше $K_2 = 1,03$ і це відповідає умові роботи АТ з допустимим систематичним перевантаженням обмотки вищої напруги.

Перевіримо навантаження обмоток послідовної, спільної та третинної, воно не повинно бути більшим за типову потужність

$$S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} S_{\text{ном}} = \frac{220 - 121}{220} 160 = 72 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

У найважчому режимі роботи знаходиться послідовна обмотка АТ (режим I), можливість якого забезпечується умовою (5.16). Для даного випадку (5.16) набуває вигляду

$$S_{\text{тип, доп}} \geq S_{\text{п, макс}}.$$

де $S_{\text{тип.доп}}$ -типова потужність АТ з урахуванням допустимого систематичного перевантаження.

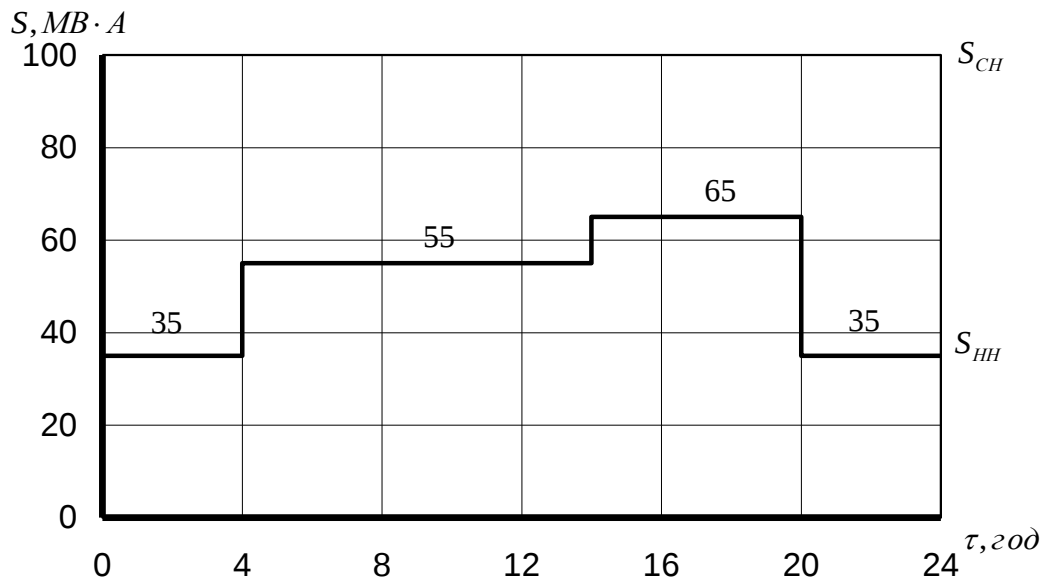


Рис. 5.7. Графік навантаження мережі ВН та НН.

Згідно з (5.15) максимальне навантаження послідовної обмотки

$$S_{\text{п.макс}} = K_{\text{тип}} (S_{\text{сн.макс}} + S_{\text{нн.макс}}) = 0,45(100 + 65) = 74,25 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Типова потужність АТ з урахуванням допустимого систематичного перевантаження

$$S_{\text{тип.доп}} = S_{\text{тип}} K_{2\text{доп}} = 72 \cdot 1,18 = 84,96 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Таким чином, максимальне навантаження послідовної обмотки $S_{\text{п.макс}} = 74,25 \text{ MB} \cdot \text{A}$ не перевищує типової потужності автотрансформатора з урахуванням допустимого систематичного перевантаження $S_{\text{тип.доп}} = 84,96 \text{ MB} \cdot \text{A}$, що задовольняє роботу АТ.

Потужність третинної обмотки АТ $S_{\text{тип}} = 72 \text{ MB} \cdot \text{A}$ навіть без урахування допустимого систематичного перевантаження більше максимального навантаження мережі нижчої напруги і відповідно обмотки НН, бо $S_{\text{нн.макс}} = 65 \text{ MB} \cdot \text{A}$.

Щодо спільної обмотки, то її навантаження можна обчислити за (5.18) або

(5.19).

Прийmemo для обчислення рівняння (5.19), з якого видно, що при незмінному навантаженні споживачів мережі середньої напруги (див. рис. 5,8) - 100 МВ·А - навантаження спільної обмотки буде тим більшим, чим меншим буде навантаження мережі НН. Визначимо навантаження спільної обмотки АТ при максимальному навантаженні автотрансформатора згідно з графіком, зображеним на рис.5.7:

$$S_{\text{сп}} = 0,45 \cdot 100 - \frac{121}{220} \cdot 65 = 9,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Як бачимо, навантаження спільної обмотки АТ для даних умов (напрямку потоків енергії і навантаження мережі СН та НН) не перевищує типову потужність.

Таким чином, вибраний автотрансформатор АТДЦТН-160000/220 з типовою потужністю 72 МВ·А задовольняє умови здатності до перевантаження, а також навантажений послідовної, спільної та третинної обмоток.

Задача 5.5. За умовами задачі 5.4 для вибраного автотрансформатора АТДЦТН-160000/220 отримати добовий графік спільної обмотки (МВ·А). Оцінити, за яких умов навантаження спільної обмотки може дорівнювати нулю.

Розв'язання. Навантаження спільної обмотки АТ можна отримати, скориставшись рівняннями (5.17)...(5.19). Для даної задачі доцільніше використання (5.19). Коефіцієнт типової потужності

$$K_{\text{тип}} = \frac{U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{220 - 121}{220} = 0,45.$$

Згідно з графіком навантаження мережі СН та НН (див. рис. 5.7) обчислимо навантаження спільної обмотки за (5.19) для різних проміжків часу:

0...4 годин та 20...24 год.

$$S_{\text{сп}} = 0,45 \cdot 100 - \frac{121}{220} 35 = 25,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

4...14 год.

$$S_{\text{сп}} = 0,45 \cdot 100 - \frac{121}{220} 55 = 14,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

14...20 год.

$$S_{\text{сп}} = 0,45 \cdot 100 - \frac{121}{220} 65 = 9,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

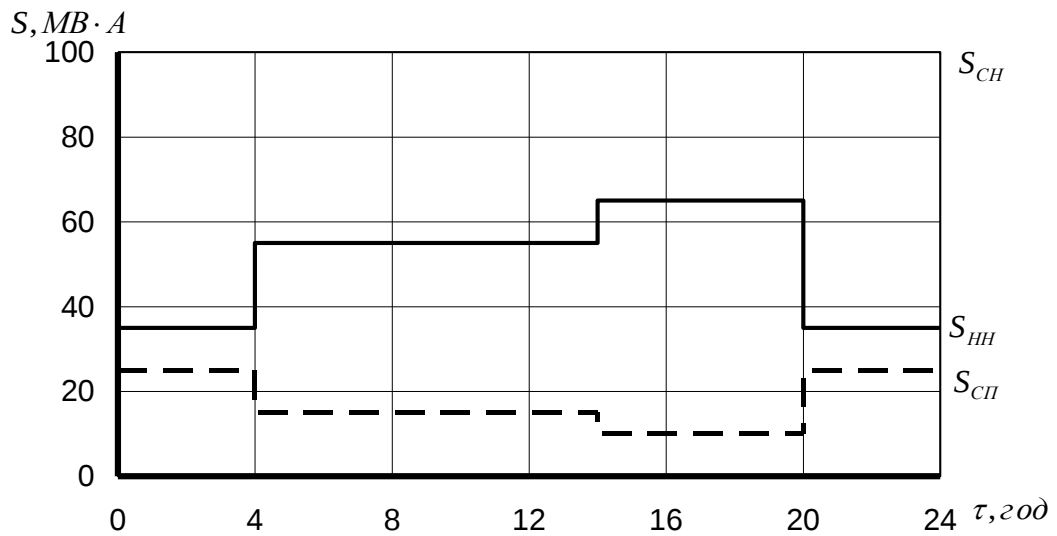


Рис. 5.8. Графік навантаження мережі СН, НН та спільної обмотки автотрансформатора.

Визначити, за яких умов спільна обмотка не буде навантаженою і отже струм в ній буде відсутній, можна за рівняннями (5.17) та (5.18), прийнявши значення $S_{\text{сп}}$ таким, що дорівнює нулю:

$$S_{\text{сп}} = 0 = S_{\text{сн}} - \frac{S_{\text{вн}}}{K_{\text{тр}}}, \text{ або } S_{\text{сн}} = \frac{S_{\text{вн}}}{K_{\text{тр}}},$$

де коефіцієнт трансформації

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}} = \frac{220}{121} = 1,818.$$

Через те що $S_{\text{вн}} = S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}$

$$S_{\text{сн}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{K_{\text{тр}}},$$

звідси

$$K_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{S_{\text{сн}}} = 1 + \frac{S_{\text{нн}}}{S_{\text{сн}}}.$$

Оскільки $K_{\text{тр}} = 1,818$, то:

$$0,818 = \frac{S_{\text{HH}}}{S_{\text{CH}}}.$$

Через те що навантаження мережі СН 100 МВ·А (за умовою задачі), то при навантаженні мережі НН $S_{\text{HH}} = 0,818$, $S_{\text{CH}} = 0,818 \cdot 100 = 81,8$ МВ·А спільна обмотка АТ не буде навантажена і струм в ній дорівнюватиме нулю.

Аналогічний результат отримаємо згідно (5.19), а саме, при $S_{\text{сп}} = 0$:

$$K_{\text{тип}} S_{\text{CH}} = \frac{U_{\text{CH}}}{U_{\text{ВН}}} S_{\text{HH}};$$

$$0,45 S_{\text{CH}} = \frac{121}{220} S_{\text{HH}}; 0,45 S_{\text{CH}} = 0,55 S_{\text{HH}};$$

$$\frac{0,45}{0,55} = \frac{S_{\text{HH}}}{S_{\text{CH}}} = 0,818.$$

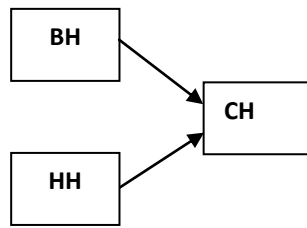
Таким чином, при відношенні навантаження мережі НН до навантаження мережі СН 0,818 струм у спільній обмотці АТ буде відсутній.

Задача 5.6. Підвищувальний АТ номінальною потужністю 200 МВ·А та номінальними напругами 165/121/15,75 кВ на напрузі 15,75 кВ несе навантаження - приєднаний синхронний генератор - потужністю, що дорівнює його типовій (рис.5.9). Визначити, в якому напрямі та якої найбільшої величини можна пропустити через АТ прохідну потужність, а також обчислити струм у спільній обмотці. Прийняти, що $\cos \varphi_{\text{ВН}} = \cos \varphi_{\text{CH}} = \cos \varphi_{\text{HH}}$.

Розв'язання. Автотрансформатор повинен робити в комбінованому режимі: передача енергії „трансформаторним” шляхом з третинної обмотки, а також автотрансформаторний режим при передачі прохідної енергії. У разі трансформаторного режиму можлива передача енергії з мережі НН (від генератора) або в мережу СН (рис.5.9,а) або в мережу ВН (рис.5.9,б).

Пунктирними лініями зі стрілками на рис. 5.9 показаний напрям передачі енергії автотрансформаторним шляхом. Схема комбінованого режиму має такий вигляд:

а) для рис.5.9,а



б) для рис.5.9,б

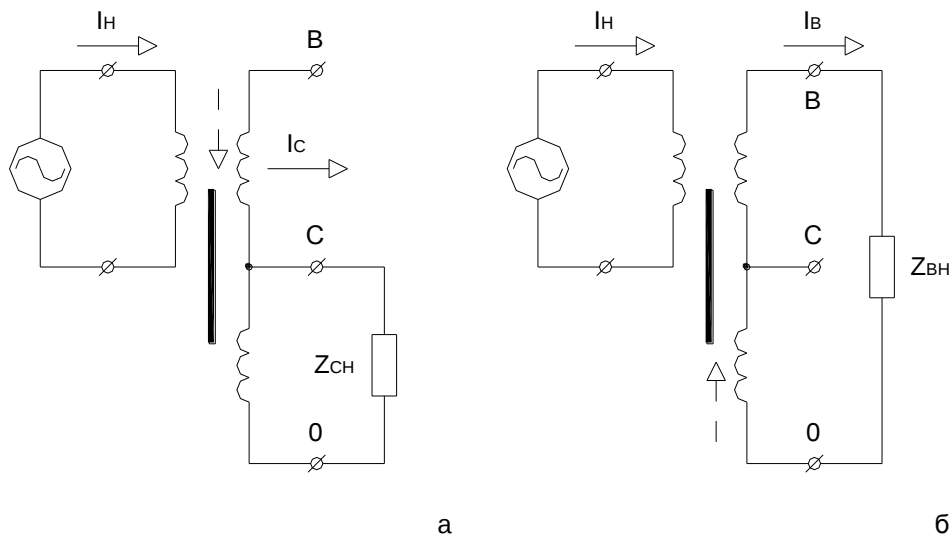
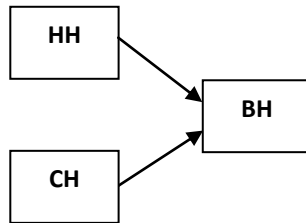


Рис.5.9. Схема передачі енергії з мережі НН в мережу СН (а) та в мережу ВН (б).

Для схеми а (режим 2) передача потужностей обмежується потужністю спільної обмотки АТ, яка не повинна бути навантажена потужністю, що перевищує типову, тобто $S_{\text{сп}} \leq S_{\text{тип}}$, а

$$S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} S_{\text{ном}} = \frac{165 - 121}{165} 200 = 53,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

За умовою задачі третинна обмотка, обмотка нижчої напруги АТ,

навантажена типовою потужністю і тому $S_{\text{нн}} = 53,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Згідно з попередніми викладками, навантаження послідовної обмотки для режиму 2 обчислюється за (5.20):

$$S_{\text{сп}} = S_{\text{п}} + S_{\text{нн}} = K_{\text{тип}} S_{\text{вн}} + S_{\text{нн}}.$$

Через те що для даного режиму і схеми $S_{\text{сп}} \leq S_{\text{тип}}$, прийmemo крайній випадок, коли $S_{\text{сп}} = S_{\text{тип}}$ і підставимо це значення в (5.21):

$$S_{\text{сп}} = S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{вн}} + S_{\text{нн}}.$$

Підставивши значення $S_{\text{тип}}$ та $S_{\text{нн}}$ для даних умов задачі, дістанемо

$$53,3 = K_{\text{тип}} S_{\text{вн}} + 53,3, \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Отже, спільна обмотка АТ повністю завантажена типовою потужністю і для виконання рівності в (5.21) і (5.22) вираз $K_{\text{тип}} S_{\text{вн}}$ повинен дорівнювати нулю, тобто енергію мережі ВН в мережу СН передати неможливо у цьому режимі роботи АТ без перевантаження спільної обмотки більше типової потужності, що недопустимо.

Струм у спільній обмотці

$$I_{\text{сп}} = \frac{S_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{53,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 121} = 254,3 \text{ А}.$$

Розглянемо схему рис. 5.9,б, що відповідає передачі енергії з мережі НН та СН в мережу ВН (режим І роботи АТ в попередніх викладках).

Режим обмежується навантаженням послідовної обмотки $S_{\text{п}}$, яке не повинно перевищувати $S_{\text{тип}}$, і, як найважчий випадок, прийmemo $S_{\text{сп}} = S_{\text{тип}}$.

Навантаження послідовної обмотки визначимо за (5.15):

$$S_{\text{п}} = K_{\text{тип}} (S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}).$$

З урахуванням вищесказаного

$$K_{\text{тип}} (S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}) = S_{\text{тип}}.$$

Через те що $S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{н}}$ вираз (5.22) набуде вигляду

$$K_{\text{тип}} (S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}) = K_{\text{тип}} S_{\text{ном}},$$

або

$$S_{\text{CH}} + S_{\text{HH}} = S_{\text{НОМ}}.$$

Згідно з умовою задачі $S_{\text{CH}} = S_{\text{ТИП}} = K_{\text{ТИП}} S_{\text{НОМ}}$ і тому

$$S_{\text{CH}} + K_{\text{ТИП}} S_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}}.$$

звідки

$$S_{\text{CH}} = S_{\text{НОМ}} - K_{\text{ТИП}} S_{\text{НОМ}},$$

$$S_{\text{CH}} = (1 - K_{\text{ТИП}}) S_{\text{НОМ}}.$$

Таким чином, потужність енергії, яку можна додатково передати з мережі СН в мережу ВН, крім енергії, що передається трансформаторним шляхом з НН в ВН:

$$S_{\text{CH}} = \left(1 - \frac{165 - 121}{165}\right) 200 = 146,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність спільної обмотки можна обчислити за (5.18) або (5.19).

Прийmemo (5.19):

$$S_{\text{CH}} = \frac{165 - 121}{165} 146,7 - \frac{121}{165} 53,3 = 0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

З рівняння (5.17) та і з фізичної суті очевидно, що струм у спільній обмотці I_0 дорівнює нулю.

Підсумовуючи викладки, можна сказати, що при передачі типової потужності з мережі НН в мережу СН, додатково передати прохідну потужність з мережі ВН в мережу СН неможливо без перевантаження спільної обмотки; при передачі електроенергії типової потужності з мережі НН в мережу ВН можна додатково передати прохідну потужність енергії з мережі СН в мережу ВН. Для останнього випадку сума S_{HH} та S_{CH} дорівнює $S_{\text{ВН}}$ і відповідно номінальній потужності АТ $S_{\text{НОМ}}$:

$$S_{\text{HH}} + S_{\text{CH}} = 53,3 + 146,7 = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Задача 5.7. Підвищувальний трифазний АТ має такі параметри: $S_{\text{НОМ}} = 250$ МВ·А; напруги обмоток 242/121/15,75 кВ; втрати потужності короткого

замикання $P_{к.ВН-СН} = 500$ кВт (втрати віднесені до $S_{ном}$); $P'_{к.ВН-НН} = 250$ кВт та $P'_{к.СН-НН} = 240$ кВт (втрати віднесені до $S_{тип}$).

Порівняємо втрати потужності в обмотках АТ для таких режимів роботи:

- 1) передача типової потужності з мережі НН в мережу ВН;
- 2) передача типової потужності з мережі НН в мережу ВН і одночасно з мережі СН в мережу ВН передається додаткова потужність $S_{ном} - S_{нн}$.

Розв'язання. Втрати потужності в обмотках АТ

$$P_{обм} = \frac{1}{2S_{ном}^2} (P_{к.ВН-СН} (S_{ВН}^2 + S_{СН}^2 - S_{НН}^2) + P_{к.ВН-НН} (S_{ВН}^2 + S_{НН}^2 - S_{СН}^2) + P_{к.СН-НН} (S_{СН}^2 + S_{НН}^2 - S_{ВН}^2)),$$

де $S_{ВН}, S_{СН}, S_{НН}$ - навантаження мережі ВН, СН та НН;

$P_{к.ВН-СН}, P_{к.ВН-НН}, P_{к.СН-НН}$ - втрати потужності при досліді КЗ, віднесені до номінальної потужності АТ.

Оскільки $P_{к.ВН-НН}$ та $P_{к.СН-НН}$ згідно з умовою задачі віднесені до типової потужності, то їх значення потрібно перерахувати за співвідношенням

$$P_{к.ВН-НН} = \frac{P'_{к.ВН-НН}}{K_{тип}^2} \text{ та } P_{к.СН-НН} = \frac{P'_{к.СН-НН}}{K_{тип}^2}.$$

Підставимо значення відповідних величин:

$$P_{к.ВН-НН} = \frac{250}{0,5^2} = 1000 \text{ кВт},$$

$$P_{к.СН-НН} = \frac{240}{0,5^2} = 960 \text{ кВт},$$

де
$$K_{тип} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}} = \frac{242 - 121}{242} = 0,5.$$

Обчислимо навантаження обмоток ВН, СН та НН для обох режимів.

Для режиму 1: передача типової потужності з мережі НН в мережу ВН (трансформаторний режим)

$$S_{тип} = K_{тип} S_{ном} = 0,5 \cdot 250 = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

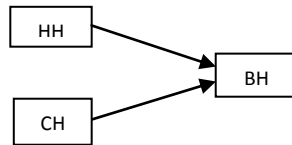
Через те що за умовою задачі $S_{HH} = S_{тип}$ і $S_{BH} = S_{HH}$, то маємо: $S_{HH} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{BH} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{CH} = 0$.

Підставивши значення попередніх розрахунків у (5.23), отримаємо втрати потужності $P_{обм}$ для режиму 1 умови задачі:

$$P_{обм} = \frac{1}{2 \cdot 250^2} (500(125^2 + 0 - 125^2) + 1000(125^2 + 125^2 - 0) + 960(0 + 125^2 - 125^2)) = 250 \text{ кВт}.$$

Для режиму 2: комбінований режим - передача типової потужності з мережі HH в мережу BH - 125 МВ·А та з мережі CH в BH

$$S_{ном} - S_{HH} = 250 - 125 = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$



Згідно з умовою задачі навантаження обмоток $S_{HH} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{CH} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{BH} = S_{HH} + S_{CH} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Для цього випадку втрати потужності

$$P_{обм} = \frac{1}{2 \cdot 250^2} (500(250^2 + 125^2 - 125^2) + 1000(250^2 + 125^2 - 125^2) + 960(125^2 + 125^2 - 250^2)) = 510 \text{ кВт}.$$

Таким чином, втрати потужності в обмотках трансформатора в комбінованому режимі вдвічі більші, ніж при трансформаторному.

5.4 Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів

Для забезпечення надійності електропостачання, а також у зв'язку зі спеціальними вимогами, на трансформаторних підстанціях встановлюють два і більше паралельно працюючих трансформатори. При цьому їх первинні обмотки ввімкнені на спільну первинну мережу (первинні шини), а вторинні – на спільну вторинну мережу (вторинні шини).

Крім цього, паралельна робота трансформаторів забезпечує:

- резервування споживачів у випадку аварії;
- зменшення втрат енергії під час малих навантажень підстанції шляхом вимикання частини паралельно працюючих трансформаторів;
- кращу організацію профілактичного ремонту трансформаторів.

При паралельній роботі трансформаторів постає питання про розподіл між трансформаторами навантаження пропорційно до їх номінальних потужностей. Такий розподіл навантаження досягають за умов, коли паралельно працюючі трансформатори мають:

- однакові групи з'єднання обмоток;
- однакові за величиною первинні і вторинні номінальні напруги (однакові коефіцієнти трансформації);
- однакові напруги короткого замикання та їх складові.

Слід відмітити, що при першому вмиканні трансформаторів на паралельну роботу необхідно переконатися у тому, що на одну і ту ж шину вмикаються такі фази окремих трансформаторів, напруги яких співпадають за фазою (однакове чергування фаз).

Розділ 6. ГЕНЕРАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

6.1 Конструктивні особливості та схеми охолодження турбо- та гідрогенераторів

Синхронні генератори.

Основними елементами електростанцій є турбо- або гідроагрегати, складовими частинами яких служать турбіни (парові, газові або гідравлічні) і електричні синхронні генератори.

На сучасних електростанціях використовуються трифазні синхронні генератори змінного струму частотою 50Гц, які призначені для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з'єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій: паровими, газовими та гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами, а у другому – гідрогенераторами.

Турбогенератори мають найкращі ТЕР у випадку високої частоти обертання турбін. Парові та газові турбіни випускають на великі частоти обертання. На теплових електростанціях, де спалюють звичайне паливо, частота обертання агрегатів становить, як правило, 3000 об/хв. , на АЕС – 1500 – 3000 об/хв.

Між швидкістю обертання ротора СГ і частотою струму в мережі існує зв'язок:

$$n = 60 f / p, \quad (6.1)$$

де p - кількість пар полюсів (СГ на ТЕС мають два полюси $p=1$).

Ротор турбогенератора має горизонтальне розміщення і виготовляється масивним із суцільної сталльної поковки. Для роторів турбогенераторів великої потужності використовують хромонікелеву або хромонікелевомолібденову сталь.

За умовами механічної міцності діаметр ротора при швидкості обертання 3000 об/хв. не перевищує 1,2-1,25м. Активна довжина ротора для забезпечення

необхідної механічної жорсткості не повинна перевищувати 6,5м. На рис. 6.1 наведений загальний вигляд, а на рис. 6.2 – поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора.

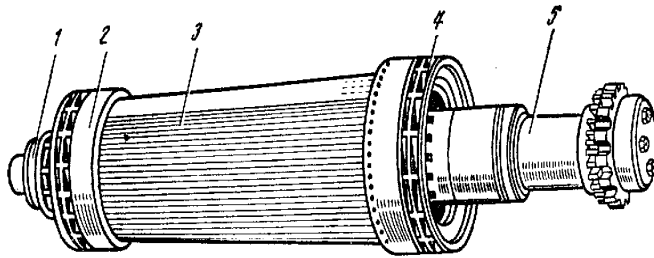


Рис. 6.1. Загальний вигляд ротора турбогенератора: 1-контактні кільця; 2-кільцеві бандажі; 3-ротор; 4-вентилятор; 5-вал

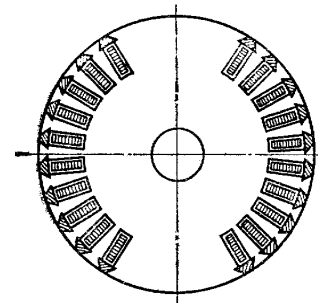


Рис. 6.2. Поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора

Статор ТГ складається з корпусу та осердя. Корпус виготовляється зварним, закритим з торців з ущільненнями в місцях дотику з іншими частинами. Осердя статора набирається з ізованих листків електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. Листи набирають пакетами, між якими залишають вентиляційні канали.

На зовнішній поверхні ротора фрезерують пази прямокутної форми. В пазах ротора знаходиться обмотка збудження. Обмотка в пазах закріплюється за допомогою легких дюралюмінієвих дрітків. Лобова частина обмотки захищена від зміщення бандажем. З обох сторін ротора на його валу встановлюються вентилятори, що забезпечують циркуляцію охолоджуючого газу в машині. В осьовому напрямку по всій довжині ротора висвердлюють центральний отвір, який служить для дослідження матеріалу в центральній частині поковки та для розвантаження поковки від небезпечних внутрішніх напружень.

В машинах з великим діаметром ротора осердям служить обід, що збирається на шпичках, котрі закріплюються на втулці ротора. Полюси, як і обід, роблять набірними із сталевих листів і монтують на ободі ротора за допомогою Т подібних виступів, на полюсах окрім ОЗ розташована демпферна

обмотка, яку набирають з мідних стержнів, що закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикаються з торців ротора кільцями. Ця обмотка призначена для заспокоєння коливань ротора, котрі виникають при всякому збуренні, що пов'язане з різкою зміною навантаження генератора.

Відповідно до стандарту введена стандартна шкала номінальних потужностей турбогенераторів: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200МВт.

Гідравлічні турбіни мають відносно малу частоту обертання. Гідрогенератори ГЕС належать до тихохідних машин і виконуються з явно полюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням вала. На ГЕС частота обертання агрегатів становить, як правило від 50 до 750 об/хв. Діаметри роторів потужних ГГ досягають 14-16 м, а діаметри статорів 20-22 м.

Найбільшого розповсюдження набули вертикальні гідрогенератори підвісного типу, вертикальні гідрогенератори парасольного типу та горизонтальні гідрогенератори капсульного типу.

У вертикальних гідрогенераторах підвісного типу (рис.6.3,а) підп'ятник розміщений над ротором у верхній частині агрегату на верхній хрестовині і весь агрегат «підвішений» до цієї хрестовини та до підп'ятника.

У гідрогенераторах парасольного типу підп'ятник розміщений на нижній хрестовині (рис. 6.3,б) або на кришці турбіни і генератор у вигляді «парасолі» знаходиться над підп'ятником.

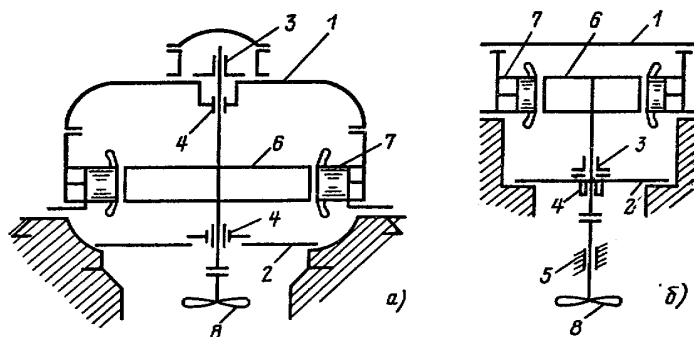


Рис.6.3. Підвісні (а) і парасольного типу (б) виконання гідрогенератора:
1,2-верхня та нижня хрестовини; 3-підп'ятник; 4-направляючі підшипники; 5-
направлючий підшипник турбіни; 6-ротор; 7-статор; 8-турбіна

Гідрогенератори капсульного типу – малогабаритні герметичні генератори, що працюють безпосередньо у потоці води (рис.6.4). Їх використовують на низьконапірних руслових або припливних гідроелектростанціях.

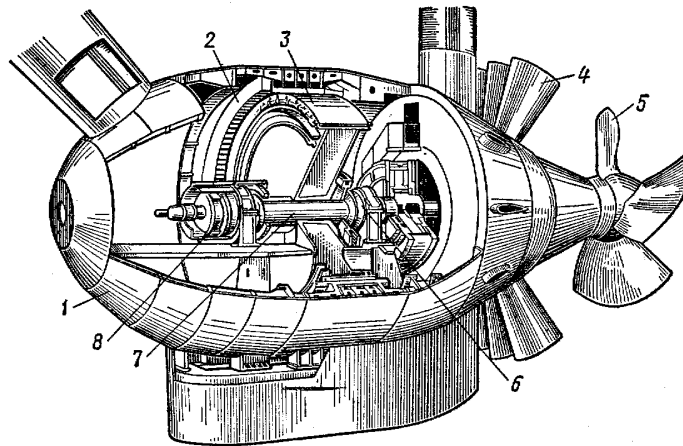


Рис. 6.4. Генератор капсульного типу: 1-капсула; 2, 3-статор і ротор; 4- направляючий апарат турбіни; 5- турбіна; 6, 8-підшипники; 7-вал.

Статор ГГ має принципово таку ж конструкцію як і статор ТГ, але на відміну від останнього виконується роз'ємним. Він поділяється по колу на 6 рівних частин, що полегшує його транспортування та монтаж.

Останнім часом застосовують капсульні ГГ з явнополюсним ротором.

Також можуть застосовуватись дизель-генератори. Дизель як поршнева машина має нерівномірний крутний момент тому ДГ оснащений маховиком і його ротор виконується з підвищеним маховим моментом.

Номінальні параметри генераторів: номінальна напруга U_n (лінійна напруга статорної обмотки), номінальний струм статора I_n (струм, протягом якого генератор може працювати тривалий час за номінальних параметрів охолодження), номінальна повна потужність (потужність, тривалу роботу якої для генератора визначено заводом-виробником:

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n, \quad (6.2)$$

номінальна активна потужність (потужність, за якої він призначений для роботи у комплекті з турбіною:

$$P_n = \sqrt{3}U_n I_n \cos \varphi, \quad (6.3)$$

номінальний струм ротора I_{np} (максимальний струм збудження генератора, за якого генератор віддає у мережу номінальну потужність у разі відхилення напруги статора на $\pm 5\%$ від номінального значення і номінального коефіцієнта потужності); номінальний коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ (для генераторів до 125МВА $\cos \varphi = 0,8$, для турбогенераторів до 588МВА і гідрогенераторів до 360МВА $\cos \varphi = 0,85$, для потужніших генераторів $\cos \varphi = 0,9$), номінальний ККД (визначається для кожного генератора за відношенням номінального навантаження до номінального коефіцієнта потужності і становить 96,6 - 98,75%).

Крім основних параметрів СГ вказується також тип генератора, кількість фаз, схема з'єднання обмоток статора, напруга збудження, класи ізоляції обмоток статора і ротора, тиск охолоджуючого середовища.

Синхронні компенсатори (СК).

Синхронним компенсатором називається ненавантажений синхронний двигун, який виробляє (у режимі перезбудження), або споживає (у режимі недозбудження) реактивну потужність. В результаті покращується коефіцієнт потужності мережі, зменшуються падіння напруги і втрати в ній, а також підвищується коефіцієнт потужності генераторів, що працюють на електростанціях.

У зв'язку з цим компенсатори, як і призначені для цих же цілей батареї конденсаторів, що встановлюються на споживчих підстанціях, називають також генераторами реактивної потужності.

Проте в періоди спаду споживчих навантажень (наприклад, вночі) нерідко виникає необхідність роботи СК також у недозбудженому режимі, коли вони споживають з мережі індуктивний струм і реактивну потужність, оскільки в цих випадках напруга мережі прагне зрости і для підтримки її на нормальному рівні необхідно завантажити мережу індуктивними струмами, що викликають у ній додаткові падіння напруги. Для цього кожен СК забезпечується автоматичним регулятором збудження або напруги, який регулює величину його струму так, що напруга на затискачах компенсатора залишається

постійною.

СК виконуються з явнополюсним ротором і конструктивно аналогічні гідрогенераторам, але вал розміщується горизонтально.

Для здійснення асинхронного пуску всі синхронні компенсатори забезпечуються пусковими обмотками в полюсних наконечниках або їх полюси робляться масивними. При цьому використовується спосіб прямого, або реакторного пуску. У деяких випадках потужні СК запускаються в хід також за допомогою пускових фазних асинхронних двигунів, що встановлюються з ними на одному валу. Для синхронізації з мережею при цьому зазвичай використовується метод самосинхронізації.

Так як синхронні компенсатори не розвивають активної потужності, то питання про статичну стійкість роботи для них втрачає актуальність. Тому вони виготовляються з меншим повітряним зазором, ніж генератори та двигуни. Зменшення зазору дозволяє полегшити обмотку збудження і здешевити машину.

Номінальна повна потужність СК відповідає його роботі з перезбудженням. На електростанціях України встановлюються СК потужністю 10-320МВА і частотою обертання 750 і 1000об/хв..

У ряді випадків у маловодні періоди для роботи в режимі компенсаторів використовуються також генератори гідроелектростанцій.

Системи охолодження генераторів.

Під час роботи в генераторах виникають втрати енергії, що викликають нагрів його елементів. Хоча к.к.д. генераторів високий і втрати складають усього 1,5-2%, абсолютні втрати досягають 10 МВт в машині 800 МВт, що призводить до значного підвищення температури активної сталі, міді і ізоляції. При цьому граничний нагрів лімітується ізоляцією обмоток.

Для синхронних машин граничної потужності, якими є гідро- і турбогенератори, важливою проблемою є їх охолодження. Використання інтенсивних способів охолодження дало можливість виготовити турбогенератори потужністю 800-1200МВт, які практично мають такі ж

габаритні розміри, як і турбогенератори потужністю 100 МВт, що виготовлялися 60 років тому.

Розрізняють системи штучного охолодження:

- поверхневе або непряме;
- безпосереднє.

Як середовище, що охолоджує, в генераторах застосовуються гази (повітря і водень) і рідини (вода і масло).

Непрямі системи охолодження. При поверхневому або непрямому охолодженні газ, що охолоджує, подається за допомогою вбудованого або зовнішнього вентилятора всередину машини і проганяється через її повітряний проміжок і систему вентиляційних каналів. При цьому газ не стикається з провідниками обмоток, і тепло від них передається газу, що охолоджує, через ізоляцію обмоток, пазову ізоляцію і сталь зубців, тобто через значний "тепловий бар'єр".

Непрямі системи охолодження можуть бути *повітряними* і *водневими*.

Повітряні системи охолодження можуть бути *проточними* та *замкнутими*.

При *проточному* охолодженні повітря забирається ззовні через очисні фільтри, проганяється через машину і викидається назовні. Воно застосовується для генераторів невеликої потужності (ТГ - до 2 МВА, ГГ - до 4МВА), оскільки з повітрям в машину поступає пил, незважаючи на фільтри.

Для великих генераторів застосовують *замкнуту* систему охолодження, коли один і той же об'єм повітря циркулює в машині. Нагріте в машині повітря виходить через спеціальний патрубок в камеру гарячого повітря, проходить через повітроохолоджувач (зрошуваний водою) і через камеру холодного повітря повертається в машину.

Для заповнення втрат повітря в результаті витоків передбачена огорожа повітря через подвійні масляні фільтри в камері холодного повітря.

Замкнуті системи охолодження виконуються за двома схемами:

- *осьові*;
- *багатоструменеві*.

Осьова схема передбачає проходження охолоджувача через проміжок між статором і ротором, а також через вентиляційні осьові канали статора. Недоліком є нерівномірність охолодження обмотки на початку і у кінці обмотки по руху повітря.

Ефективність вентиляції підвищується при розподілі потоку повітря, що охолоджує, на декілька струменів.

Багатоструменева радіальна схема охолодження передбачає ділення системи вентиляції вертикальними (перпендикулярно валу) площинами по секції. У кожную секцію повітря поступає з повітряного проміжку або спеціального осьового каналу і проходить через радіальні вентиляційні канали в камери, що відводять.

Повітряне охолодження застосовується в турбогенераторах до 12 МВт і гідрогенераторах до 150- 160 МВт.

Більші генератори і синхронні компенсатори економічно вигідніше забезпечувати водневим охолодженням.

Водневі системи охолодження забезпечують краще відведення тепла, оскільки водень має в 7 разів більшу теплопровідність і в 1,44 разу більший коефіцієнт тепловіддачі з поверхні. Це дозволяє збільшити потужність ТГ на 15 - 20%, або зберегти при тій же потужності на 15- 30% активні матеріали. Ще більше підвищується ефективність охолодження при підвищенні тиску водню.

За рахунок *водневого* охолодження також:

- знижуються втрати на тертя ротора;
- довговічнішою стає ізоляція, оскільки в середовищі водню не утворюється озону, що її руйнує);
- менше вірогідність пожежі, оскільки водень не підтримує горіння.

Разом з цим *водневе* охолодження створює труднощі:

- щоб уникнути утворення вибухонебезпечної суміші з повітрям потрібна надійна ізоляція вентиляційної системи і підтримка підвищеного тиску;
- корпус генератора має бути міцнішим (більше витрати металу і вище якість зварювання);

- вартість вище на 40%, але ця додаткова вартість окупається за 2 - 3 року.

Джерелом водню на ТЕС є установки електролізу води. Рідше водень доставляють в балонах.

Для гідрогенераторів водневе охолодження не застосовується, оскільки великі розміри не дозволяють створити надійну ізоляцію вентиляційної системи від навколишнього повітря.

Безпосереднє (форсоване) охолодження.

Подальше підвищення потужності турбогенераторів виявилось можливим при переході на систему безпосереднього охолодження. У них середовище, що охолоджує, безпосередньо стикається з міддю обмоток. У безпосередніх системах охолодження в якості охолоджуючого середовища використовують водень, воду (рідше масло).

Безпосереднє охолодження турбогенераторів виконується за чотирма схемами:

1. *Непряме* охолодження статора і *безпосереднє* охолодження ротора воднем (генератори ТВФ). *Непряме охолодження* обмотки і сталі статора здійснюється за багатоструменевою радіальною схемою. Циркуляція водню здійснюється вентиляторами на валу машини. Обмотка ротора охолоджується за схемою самовентиляції : газ (водень) забирається з проміжку між статором і ротором через отвори в пазових клинах з наступним викидом нагрітого газу назад в проміжок. Обмотка виконана з суцільних провідників прямокутного перерізу з косими вирізами в бічних поверхнях, що утворюють вентиляційні канали.

2. *Безпосереднє* охолодження статора і ротора воднем (генератори ТГВ). Циркуляція водню забезпечується компресором, встановленим з боку контактних кілець. Обмотка статора охолоджується за аксіальною (осьовий) схемою. Оскільки в пази статора укладається велике число провідників малого перерізу, утруднюється виконання вентиляційних каналів (вирізів) достатнього перерізу. Тому водень пропускають по спеціальних трубках з немагнітної сталі, прокладених в пазах.

Обмотка ротора охолоджується за аксіальною схемою або за схемою самовентиляції. У разі аксіального охолодження обмотку ротора виконують з провідників ночноподібного перерізу, що утворюють канали, в які газ подається з обох боків.

Сталь статора охолоджується за радіальною схемою через вентиляційні канали в шихтованому сердечнику.

3. *Безпосереднє* рідинне охолодження статора і *безпосереднє* водневе охолодження ротора. Як рідина, що охолоджує, застосовують масло і воду. Основна гідність масла полягає в його високих ізолюючих властивостях, тому масло дозволяє використовувати дешеву паперову ізоляцію. В той же час, масло руйнує ізоляцію обмоток, пожеже небезпечний, в'язкість масла створює труднощі його переміщення. Тому в більшості випадків використовують воду (генератори ТВВ). Обмотка статора охолоджується за аксіальною схемою водою. Для цього обмотка виконується з порожнистих провідників прямокутного перерізу, усередині яких циркулює вода. Сталь статора охолоджується за радіальною схемою воднем. Ротор - за схемою самовентиляції воднем.

4. *Безпосереднє* рідинне охолодження статора і ротора. Для генераторів ТГВ- 500, 1200 МВт і гідрогенераторів виконують:

- охолодження статора водою;
- охолодження ротора водою;
- охолодження стали воднем за радіальною схемою.

На ТЭС доцільно використовувати конденсат турбін, включивши систему каналів охолодження генератора в систему циркуляції турбіни.

Для турбогенераторів ТВМ використовується масло, яке проганяється через осьові канали в сталі статора і порожнисті провідники обмоток спеціальними маслососами. Сердечник статора відокремлений від ротора ізоляційним циліндром, який розміщується в проміжку і герметично закріплений в торцях.

Таблиця 6.1

Ефективність розглянутих систем охолодження

Система охолодження	Збільшення потужності
Повітря	1
Непрямий водневий тиск 0,005 МПа	1,25
Непрямий водневий тиск 0,2 МПа	1,7
Безпосереднє водневе	2,7
Безпосереднє: статор- масло ротор- вода	3,6
Безпосереднє водяне	4,0

У турбогенераторах потужністю до 25МВт використовують замкнену систему вентиляції з використанням повітря як охолоджувального середовища. Для машин більших потужностей повітря замінюють воднем з надлишковим тиском до $5 \cdot 10^5$ Па. Порівняно з повітрям водень має кращу теплопровідність і в 14 разів меншу густину. Завдяки цьому покращується охолодження машини та зменшуються втрати на вентиляцію.

Таблиця 6.2

**Умовні позначення системи охолодження, які використовуються в
серії вітчизняних турбогенераторів**

Назва серії	Розшифрування	Система охолодження		
		обмотка статора	сердечник статора	обмотка ротора
T2-2,5-2	Т-турбогенератор; 2- друга серія; 2,5 – потужність, МВт; 2- полюсний	Непряме воднем	Безпосереднє повітряне	Непряме повітряне
ТВ2-30-2	В- водневе охолодження	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Непряме воднем
ТВФ-63- 2ЕУ3	Ф – форсоване охолодження. Е – єдина серія	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем
ТВВ-160- 2ЕУ3	ВВ – воднево-водяне охолодження	Безпосереднє водною	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем

Водень (повітря) обтікає зовнішню поверхню катушок обмоток і сердечника. Нагрітий газ надходить у теплообмінник, звідки після охолодження повертається в машину. Таку систему охолодження називають замкненою системою побічного охолодження.

Для машин понад 200 МВт замкнена система з побічним водневим охолодженням є недостатньою. Тому використовують безпосереднє охолодження обмоток. Обмотки у даному випадку виготовляють з порожнистих провідників, всередині яких циркулює водень, вода чи трансформаторне масло (рис.6.5).

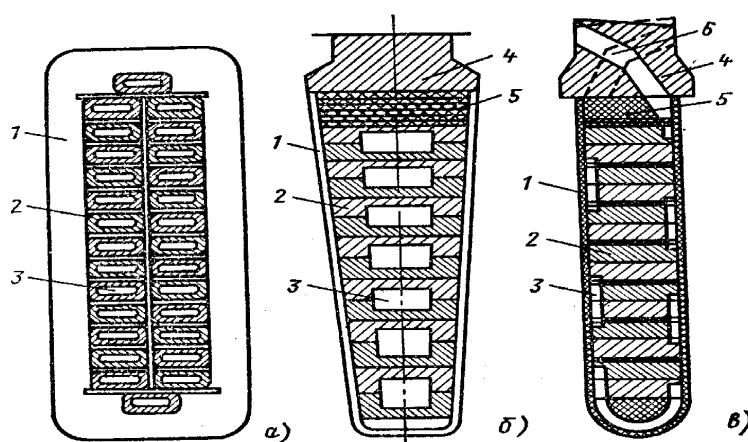


Рис. 6.5. Виконання внутрішніх каналів в обмотці статора (а) і ротора (б, в) турбогенераторів з безпосереднім охолодженням: 1-пазова ізоляція; 2-провідники; 3-канали для проходження охолоджуючої речовини; 4-клин; 5-ізоляційні прокладки; 6-канал для забору (викиду) охолоджуючого газу.

При безпосередньому водневому охолодженні витки обмотки збудження мають канали (рис.6.5, б, в), а клини виступають над бочкою ротора та мають отвори, через які водень надходить з повітряного проміжку в канали обмотки і потім попадає у повітряний проміжок. Виткову ізоляцію виготовляють зі склотканини. На дно паза вкладають склотекстолітову прокладку з каналами для проходження газу. Під клином розміщена прокладка з каналами, через які газ входить і виходить з пазової частини (рис.6.5, б).

Обмотка статора (рис.6.5, а) має внутрішнє водяне охолодження. Стержні

обмотки мають канали, в які надходить дистильована вода через головки, що розміщені в лобових частинах обмотки. Подачу води у струмопровідні частини здійснюють помпами, а відведення теплоти від нагрітої води – теплообмінними апаратами. Вода проходить вакуумну обробку та очищення у спеціальних апаратах. Передбачено контроль за температурою, витратою, електричною провідністю і тиском води. Система водяного охолодження також замкнена.

6.2 Системи збудження генераторів

Система збудження призначена для живлення обмотки збудження ротора постійним струмом і регулювання струму збудження. Джерело струму збудження називається збудником.

Значення ЕРС генератора визначається величиною струму збудження. Тому регулювання напруги на виводах генератора здійснюється за рахунок зміни струму збудження.

Системи збудження характеризуються параметрами:

- $U_{f_{ном}}$ - номінальна напруга збудження (на кільцях ротора);
- $I_{f_{ном}}$ - номінальний струм збудження (відповідає номінальному навантаженню);
- $P_{f_{ном}}$ - номінальна потужність збудження (0,2 - 0,6% від номінальної потужності машини);
- форсувальна здатність (K_U);
- швидкодія при аваріях в системі;
- швидкість роззбудження генератора при дії релейного захисту.

Форсувальною здатністю по напрузі (струму) $K_{U(I)}$ називають відношення напруги (струму) стелі збудження $U_{fct}(I_{f_{пот}})$ до номінального $U_{f_{ном}}(I_{f_{ном}})$. Генератори повинні мати не менше, ніж двократне форсування

$$K_U = \frac{U_{fct}}{U_{f_{ном}}} \geq 2; \quad K_U = \frac{I_{fct}}{I_{f_{ном}}} \geq 2; \quad (6.4)$$

Стеля збудження - величина, до якої швидко збільшують (форсують) збудження при глибокому зниженні напруги на затисках генератора при к.з. в системі.

Швидкодія систем збудження в процесі форсування напруги при аваріях в енергосистемі характеризується швидкістю наростання напруги збудження (1/с).

$$v = 0,632 \cdot \frac{U_{\text{фст}} - U_{\text{фном}}}{U_{\text{фном}} \cdot t} \geq 2 \frac{1}{\text{с}}, \quad (6.5)$$

де t - час, протягом якого відбувається форсування.

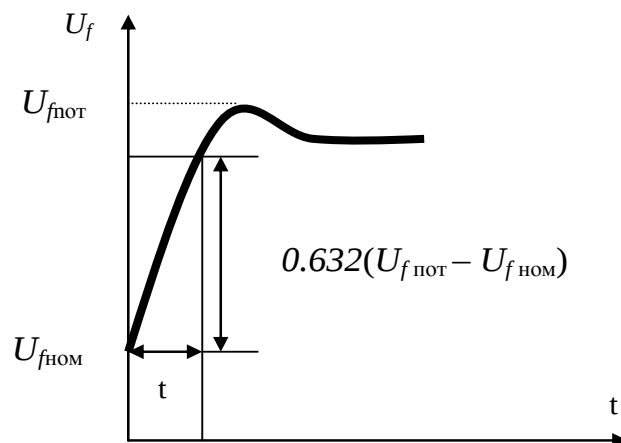


Рис.6.6. Визначення швидкості форсування збудження.

До систем збудження пред'являються наступні вимоги:

- висока надійність в нормальному і аварійному режимах;
- стійкість збудження; - висока стеля збудження;
- висока швидкість наростання збудження.

Збудження машини стійке, якщо будь-яка зміна її навантаження не викликає зміни збудження і на затисках генератора підтримується рівень напруги з точністю до $\pm 0,5\%$.

Залежно від збудника системи збудження можна розділити на два основні види:

- електромашинне збудження;

- напівпровідникове збудження.

Напівпровідникові системи збудження можна розділити на 3 види:

- високочастотне (індукторне) незалежне збудження;
- незалежне збудження тиристора;
- безщіткове незалежне збудження;
- напівпровідникове самозбудження.

Електромашинні системи збудження.

Збудником (GE) є генератор постійного струму. Збудник може мати самозбудження (обмотка збудження LGE підключена до якоря) або збудження від незалежного підбудника (генератора постійного струму). До збудника підключається обмотка збудження LG основного генератора G.

Розрізняють електромашинні системи збудження двох типів: самозбудження і незалежне збудження.

У схемі самозбудження (рис.6.7) якорь генератора постійного струму (збудника) приводиться в обертання асинхронним двигуном М, який підключений до шин 0,4 кВ власних потреб електростанції. Трансформатор 10/0,4 кВ власних потреб (ТВП) підключений до виводів основного генератора.

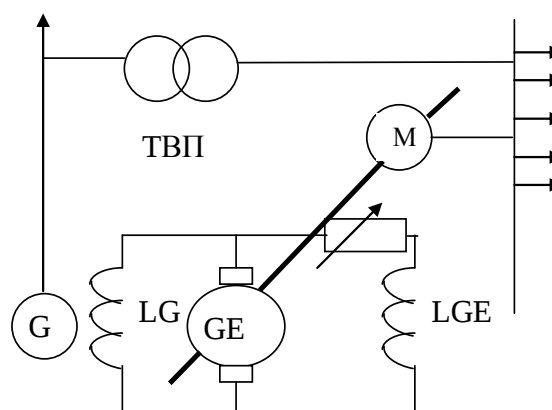


Рис.6.7. Схема електромашинного самозбудження.

Якщо поблизу виводів генератора станеться коротке замикання, напруга в точці підключення ТВП різко знижується і порушується робота системи збудження. Тому самозбудження застосовується тільки для малопотужних

генераторів або як резервні системи для потужних генераторів.

У схемі незалежного збудження (рис.6.8) якір збудника знаходиться на одному валу з ротором основного генератора. При аварійних посадках напруги на виводах генератора не відбувається порушення функціонування системи збудження, оскільки швидкість обертання ротора основного генератора протягом деякого часу не змінюється за рахунок інерції турбіни. Тому незалежне збудження має високу надійність.

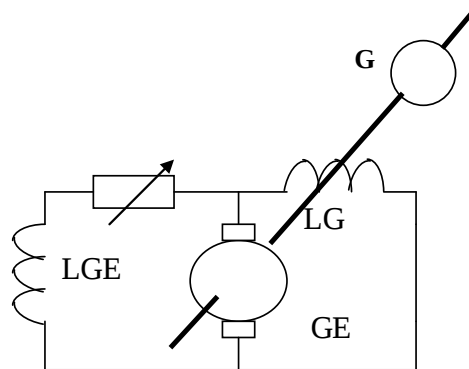


Рис. 6.8. Схема незалежного електромашинного збудження.

Регулювання струму в схемах електромашинного збудження здійснюється за рахунок змінного опору в колі LGE.

Електромашинні системи збудження застосовуються тільки для генераторів потужністю до 100 - 150 МВт.

Незалежне високочастотне збудження з напівпровідниковими випрямлячами.

Як збудник (GE) використовується генератор змінного струму на одному валу з турбогенератором (G).

Для зменшення габаритів збудника як допоміжного генератора застосовують високочастотний індукторний генератор трифазного струму 500 Гц. Ротор індукторного генератора не має обмотки збудження, а на його циліндричній поверхні вифрезеровано 10 подовжніх пазів. У пазах статора розташовані: трифазна обмотка і три обмотки збудження (послідовна і дві незалежні). При обертанні зубчастого ротора магнітний потік, що створюється

обмотками збудження, пульсує. За рахунок пульсацій в обмотці трифазного змінного струму наводиться ЕРС частотою 500 Гц.

Напруга збудника випрямляється напівпровідниковим випрямлячем VD і підводиться до обмотки збудження LG основного генератора.

Послідовна обмотка збудження LGE1 високочастотного збудника є основною і створює основний магнітний потік збудника.

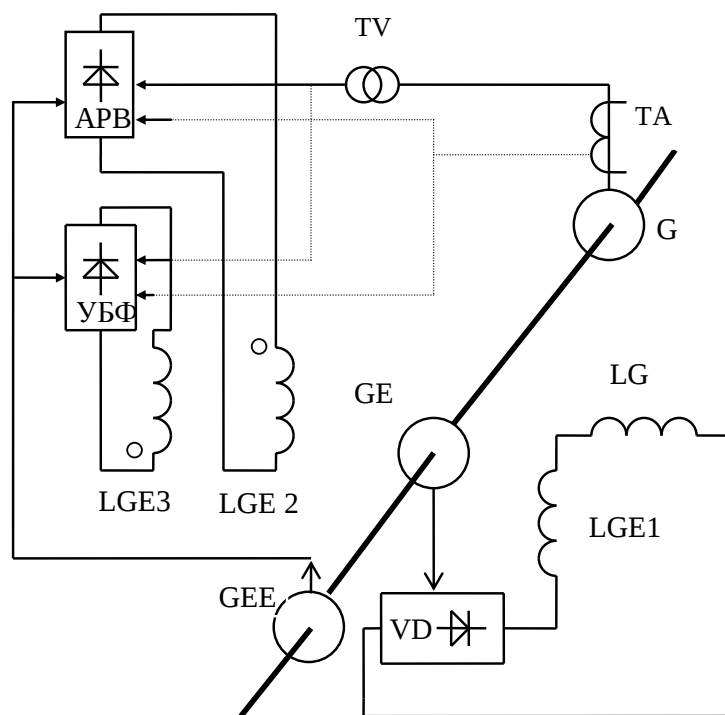


Рис. 6.9. Схема незалежного високочастотного збудження

Незалежна обмотка збудження LGE2 підключена через випрямний пристрій APЗ до підзбудника GEE. Вона створює МДС, зустрічну МДС основної обмотки. Регулювання струму в обмотці LGE2 здійснюється пристроєм APЗ (автоматичного регулювання збудження), забезпечуючи підтримку напруги генератора при нормальному режимі роботи у функції напруги генератора через трансформатор напруги TV і струму через трансформатор струму ТА.

Незалежна обмотка збудження LGE3 підключена до підзбудника через пристрій безконтактного форсування збудження УБФ. Вона створює МДС, співнаправлену з МДС основної обмотки, і забезпечує початкове короткочасне

збудження при пуску і форсування збудження при аварійному зниженні напруги генератора більш ніж на 5 %.

Як підзбудник GEE використовується високочастотний індукторний генератор (400 Гц), що збуджується постійними магнітами на роторі.

Високочастотне збудження забезпечує $K_U=2$ і $v=2$ (1/с). Тому воно використовується для ТГ середньої потужності 200 -300 МВт за умови, що вони не вимагають високої швидкодії за умовами роботи.

Незалежне тиристорне збудження

Збудником є спеціальний синхронний генератор промислової частоти 50 Гц на одному валу з ротором основного генератора.

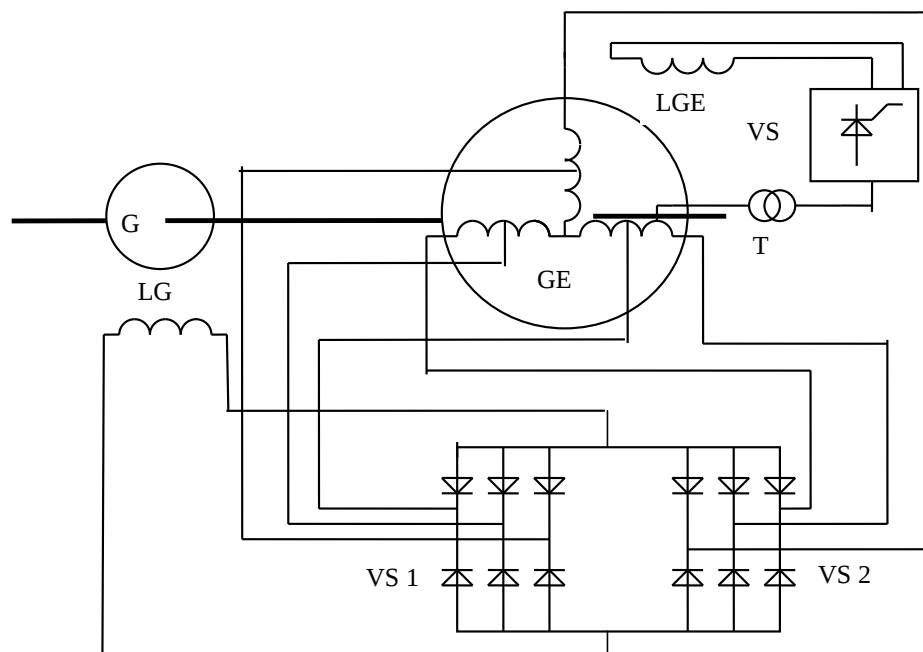


Рис. 6.10. Схема незалежного збудження тиристора.

Збудник GE має обмотку статора, що виконується з додатковими виводами (відпаюваннями). До низьковольтної частини (до відпаювань) підключена робоча група тиристорів VS1, до високовольтної – форсувальна група VS2. Група тиристора VS1 забезпечує збудження в нормальному режимі і управляється від пристрою АРЗ подачею імпульсів на електроди, що управляють. При цьому група VS2 закрита.

У режимі форсування збудження відкриваються тиристири форсувальної

групи VS2. Вони включені на повну напругу збудника і дають повний струм форсування збудження. При цьому закривається робоча група VS1.

Збудник GE має самозбудження з підключенням обмотки збудження через трансформатор Т і керований випрямний пристрій VS.

Безщіткове незалежне збудження.

Загальним недоліком розглянутих раніше систем є наявність ковзаючих контактів для підведення струму до ротора (контактних кілець на валу ротора і щіток). При великих струмах збудження (більше 3000 А) цей недолік може бути вирішальним.

У схемі безщіткового збудження збудником GE є генератор особливої конструкції: його обмотка збудження розташована на статорі, а обмотка 3-х фазного змінного струму розташована на роторі, сполученому з валом генератора G. Змінний струм з ротора підводиться до випрямляча VD., виконаному на основі некерованих кремнієвих вентилів підвищеної міцності і малих габаритів, що обертається на одному валу з генератором і збудником. Регулювання напруги здійснюється за рахунок зміни струму в обмотці LGE.

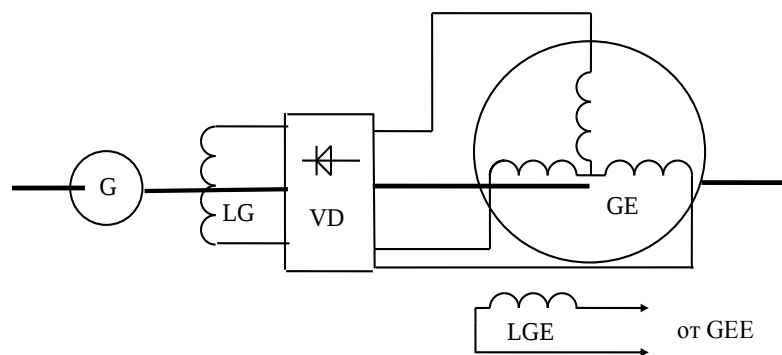


Рис. 6.11. Принципова схема незалежного безщіткового збудження.

Схема застосовується для ТГ потужністю до 1200 МВт.

Самозбудження з напівпровідниковими перетворювачами.

Систему самозбудження з напівпровідниковими перетворювачами прийнято називати системою того, що прямого або силового компаундує.

Випрямний пристрій системи збудження складається з двох груп (3-х фазних мостів) вентилів : некерованих VD (діодів) і керованих VS (тиристорів).

Діодний міст VD отримує живлення від компаундуючого трансформатора ТА (вторинний струм пропорційний струму генератора). Група тиристора VS отримує живлення від випрямного трансформатора ТІ (вторинна напруга пропорційна напрузі генератора). Силовий компаундуючий трансформатор аналогічний ТС.

Група VD забезпечує основний струм збудження в нормальному режимі роботи (70-80%) і форсування збудження в режимі к.з. в підключеній мережі.

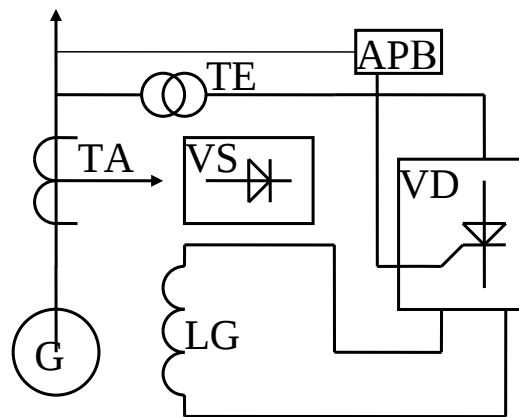


Рис. 6.12. Схема напівпровідникового самозбудження.

Вентилі VS здійснюють регулювання струму збудження в обмотці LG (кут відмикання і замикання тиристорів регулюється через систему АРЗ у функції напруги генератора), а також забезпечує збудження в режимі неробочого ходу.

Напівпровідникові схеми самозбудження застосовуються на потужних агрегатах, але забезпечують низьку стабільність напруги. Тому вони використовуються для генераторів, пов'язаних із споживачами лініями невеликої довжини.

6.3 Автоматичне гасіння поля (АГП) та автоматичне регулювання збудження

Після аварійного відключення генератора захистом необхідно його розбудити, тобто погасити магнітне поле. При цьому зменшується ЕРС генератора, час горіння дуги і вигорання обмоток і сталі. Гасіння поля потрібне

не лише при аварійних, але і при нормальних відключеннях. При розриві обмотки збудження, що має велику індуктивність і малу ємність, з'являється перенапруження, яке може привести до пробою ізоляції.

Найпростіше здійснити гасіння поля за допомогою активного опору (рис. 6.13).

Від дії релейного захисту генератора спочатку замикається контакт 1, підключаючи до обмотки збудження LG опір r , в якому гаситься електромагнітна енергія. Потім розмикається контакт 2. При цьому контакт 2 не розриває коло обмотки LG і не виникає перенапруження.

Така схема не забезпечує швидкого гасіння поля (декілька секунд) і застосовується тільки для машин невеликої потужності.

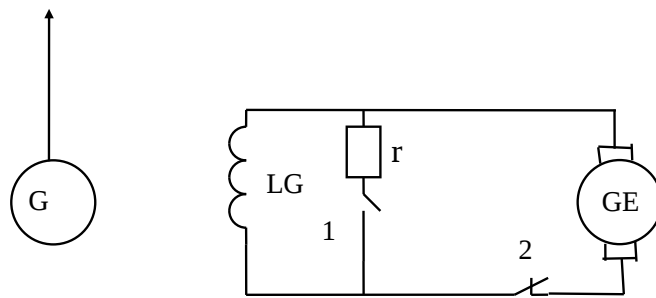


Рис. 6.13. Схема АГП з активним опором.

Використовуються також автомати гасіння поля з дугогасильними решітками (рис. 6.14). До складу АГП входять: обмотка контактора К, блок - контакт КК, робочі контакти 1, дугогасильні контакти 2 і дугогасильні решітки 3.

При нормальній роботі генератора робочі 1 і дугогасильні 2 контакти замкнуті, обмотка К має замкнуте коло, отже, контакти КК замкнуті і опір R зашунтовано.

При спрацьовуванні релейного захисту (РЗ) коло обмотки АГП розривається і контакт КК, розмикаючись, вводить в коло LGE додатковий опір R , знижуючи струм збудження збудника.

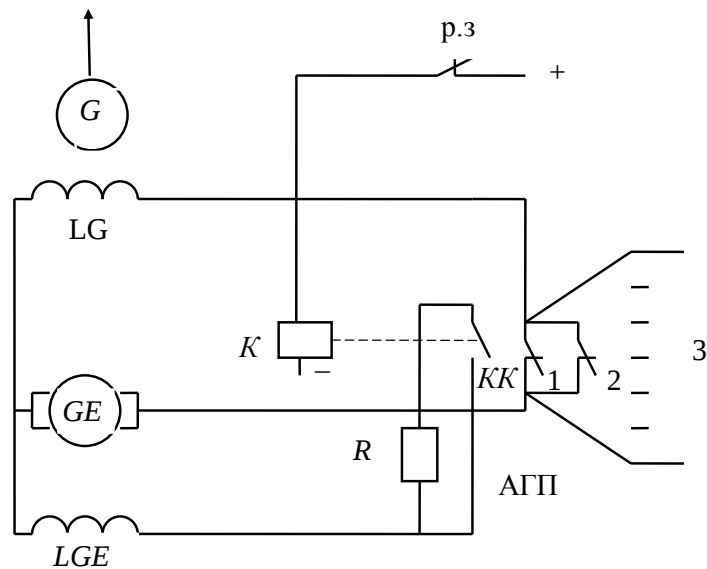


Рис. 6.14. Схема АГП з дугогасильною решіткою.

Одночасно з цим розмикаються контакти автомата 1 і 2 (спочатку робочі, потім - дугогасильні), дуга втягується в дугогасильну решітку 3. Енергія обмотки збудження підтримує дугу, тобто напруга обмотки розряджається на дугогасильну решітку. При цьому час горіння дуги складає не більше 0,5 - 1 с.

Автоматичне регулювання збудження.

Пристрої АРЗ виконують дві основні функції: підтримують задану напругу на генераторі в нормальних умовах його роботи і забезпечують форсування збудження при к.з. в мережі.

При електромашинному збудженні застосовують дві основні групи регулювальників :

- регулюючих збудження шляхом зміни опору в колі збудження збудника (пристрої релейного форсування);
- регулюючих збудження за допомогою зміни додаткових струмів, що поступають в обмотку збудження збудника (компаундні пристрої).

Такими пристроями забезпечуються усі генератори, а генератори потужністю більше 3000 кВт ще мають пристрої, регулюючі збудження в нормальному режимі.

Релейне форсування збудження.

При к.з., що супроводжуються пониженням напруги до $0,85 \cdot U_{\text{ном}}$ і нижче

автоматичний пристрій релейного форсування дозволяє швидко збільшити збудження генератора.

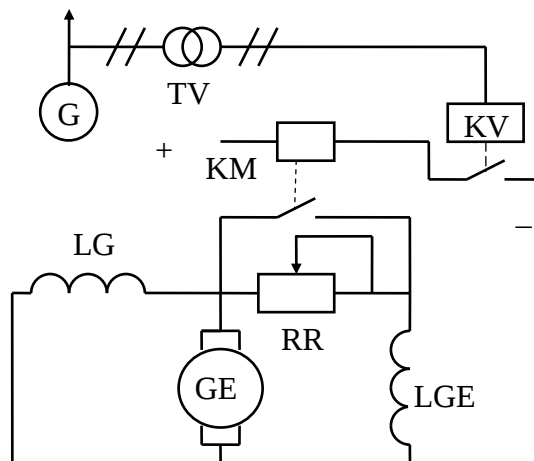


Рис. 6.15. Схема релейного форсування.

Реле мінімальної напруги KV підключене через трансформатор напруги TV. При зменшенні напруги реле замикає контакт і підключає обмотку контактора KM, контакти якого замикаючись, шунтують реостат RR (шунтовий реостат). Струм в LGE при цьому збільшується до стельового значення. Пристроями релейного форсування оснащуються усі генератори.

Компаундне збудження генераторів.

Компаундуючі пристрої застосовуються у поєднанні з електромашинним збудженням.

Компаундування досягається шляхом підживлення обмотки збудження збудника додатковим струмом $I_{\text{ком}}$, пропорційним струму статора генератора.

Від трансформатора струму ТА (рис.6.16), вторинна обмотка якого замкнута на настановний реостат RR, живиться розділовий трансформатор Т. Напруга з RR через трансформатор Т і випрямляч VD подається до обмотки збудження збудника LGE, створюючи в ній додатковий струм $I_{\text{ком}}$.

При зростанні навантаження генератора відбувається падіння напруги, але збільшується $I_{\text{ком}}$, внаслідок чого напруга відновлюється.

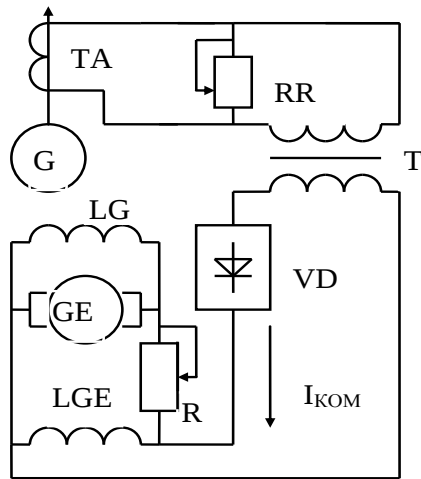


Рис. 6.16. Схема силового компаундування.

Компаундування в чистому вигляді не забезпечує досить точну підтримку напруги, тому воно доповнюється коректором напруги (рис.6.17).

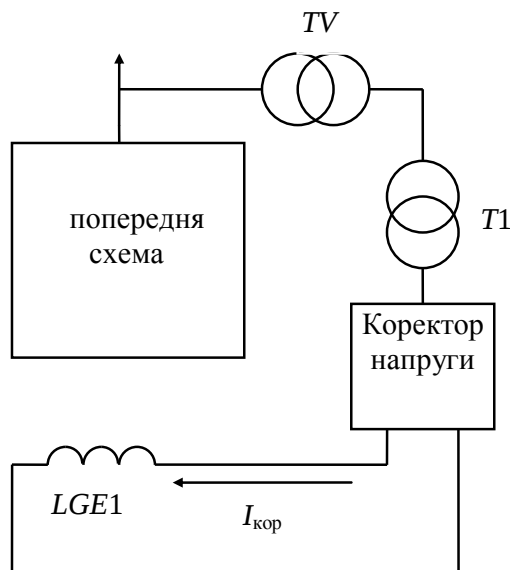


Рис. 6.17. Схема з коректором напруги.

Він підключений через трансформатор напруга TV і установочний трансформатор T1. Випрямлений струм коригування $I_{\text{кор}}$, пропорційний напрузі генератора, поступає в додаткову обмотку збудження LGE1.

Розроблені схеми АРЗ, що здійснюють фазове компаундування, коли струм компаундування залежить не лише від абсолютного значення струму

статора, але і від коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$). Окрім розглянутих АРЗ пропорційної дії, що реагують на відхилення струму і напруги генератора, розроблені регулювальники сильної дії, реагуючі на швидкість і прискорення зміни параметрів регулювання.

6.4 Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

Потужні електромережі складаються з багатьох електричних станцій, що працюють паралельно. Завдяки цьому підвищується надійність, економічність виробництва та розподілу електричної енергії. Оскільки на кожній електростанції встановлені декілька генераторів, то в енергосистемі на паралельну роботу можуть бути ввімкнені сотні машин.

Процес вмикання генератора на паралельну роботу з мережею називають синхронізацією, котра може бути точною та грубою (самосинхронізація).

При точній синхронізації, щоб уникнути стрибків струму в мережі, необхідно виконати такі умови:

- частота мережі та частота генератора повинні бути однакові;
- напруги мережі та генератора повинні співпадати за фазою і мати однакові амплітуди;
- чергування ЕРС фаз генератора та напруги мережі повинно бути однаковим.

Рівність напруг досягається шляхом регулювання струму збудження синхронного генератора, а рівність частот – шляхом регулювання частоти обертання ротора генератора за рахунок зміни частоти обертання парової або гідравлічної турбін.

За цих умов у контурі «мережа – генератор» сума ЕРС дорівнює нулю:

$$U_M + E_0 = 0.$$

Решта умов перевіряється за допомогою спеціального приладу, що називається синхроноскопом.

Розділ 7. ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Великий рівень струмів к.з. призводить до подорожчання РП та розподільної мережі, так як потребує установки потужних, дорогих вимикачів та прокладки термічно стійких кабелів великих перерізів, підвищує вимоги до динамічної стійкості шин та апаратів.

Однією з умов для виконання термічної та динамічної стійкості є можливість впливу на зменшення струму к.з.

Максимальний рівень струмів к.з. обмежується вимикаючою здатністю вимикачів або термічною стійкістю кабелів. Штучне обмеження струмів к.з. дозволяє застосовувати легші і дешевші апарати і струмопровідні частини меншого перерізу. На даний момент часу розроблений комплекс заходів, які дають можливість регулювати рівні струмів к.з., обмежувати їх при розвитку електроустановок.

7.1 Способи обмеження струмів короткого замикання

Зменшення струмів к.з. відбувається завдяки внесення додаткового індуктивного опору в схему.

Обмеження струмів к.з. зазвичай здійснюється в два кроки:

- на електростанціях за допомогою секційних реакторів (СР) і трансформаторів з розщепленими обмотками струм к.з. обмежується до економічно доцільних для станцій значень;
- в розподільних мережах за допомогою схемних рішень (роздільної роботи трансформаторів і ЛЕП), лінійних реакторів (ЛР) і трансформаторів з розщепленими обмотками струми к.з. обмежуються до значень, економічно доцільних для мереж.

Найбільш поширеними методами обмеження струмів к.з. є:

- 1) секціонування електричних мереж;
- 2) установка струмообмежуючих реакторів (індивідуальних, групових,

групових-здвоєних);

- 3) широке застосування трансформаторів з розщепленими обмотками низької напруги;
- 4) застосування трансформаторів з підвищеним значенням напруги к.з.;
- 5) роздільна робота генераторів, трансформаторів.

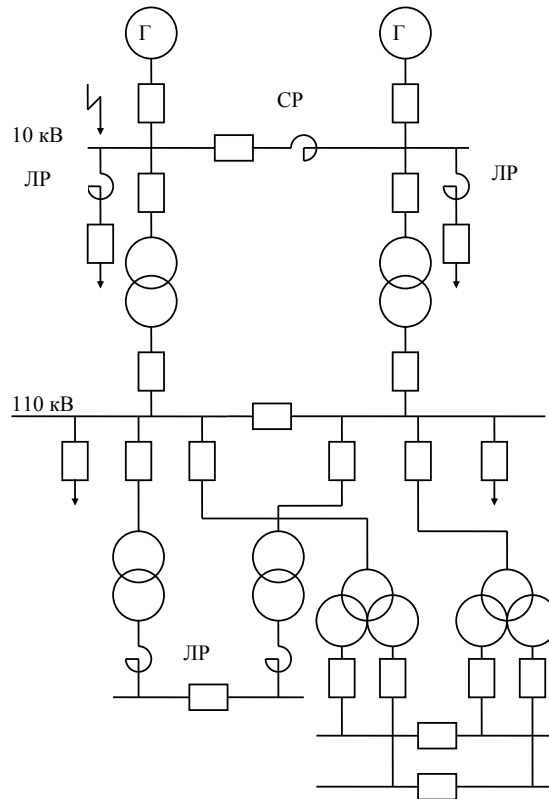


Рис.7.1. Приклад використання способів обмеження струмів к.з.

Вибір методу обмежень струмів к.з. визначається місцевими умовами установки та повинен бути підкріплений техніко-економічним розрахунком.

Взагалі обмеження струмів к.з. досягається збільшенням опору кола к.з.. Обмеження струмів к.з. підвищує надійність роботи пристроїв, зменшує ймовірність пошкодження електрообладнання при к.з., дає можливість використовувати більш просте і дешеве електрообладнання (апарати, струмоведучі частини).

Роздільна робота трансформаторів (рис.7.2).

На підстанціях систем електропостачання ефект обмеження струмів к.з. оцінюють у першу чергу за рахунок роздільної роботи трансформаторів, бо цей

метод не потребує ніяких додаткових капіталозатрат.

На підстанціях невеликої потужності з трансформаторами до 16...25 МВ·А роздільна робота трансформаторів, як правило, дає обмеження струмів к.з. до бажаного значення. Для тупикових, кінцевих і проміжних підстанцій додатковий ефект в обмеженні струмів к.з. можна отримати також і при роздільній роботі ліній, що зв'язують джерело енергії з підстанцією.

Слід зазначити, що при роздільній роботі ліній і трансформаторів втрати енергії більші, ніж при паралельній роботі, через неоднакове їхнє навантаження.

Але при роздільній роботі схема стає менш маневреною. На секціях можуть бути різні рівні напруги. Це не бажано з точки зору електропостачання споживачів. Обладнання може завантажуватися не найкращим чином, у зв'язку з чим зростають втрати потужності по мережі. Тому роздільну роботу застосовують тільки на потужних станціях з агрегатами 100 МВт та вище.

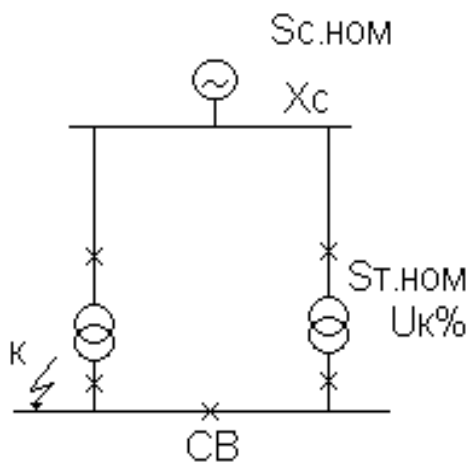


Рис.7.2. Роздільна робота трансформаторів.

На вторинній стороні підстанції обмеження струмів к.з. здійснюється при роздільній роботі трансформаторів за рахунок зменшення розрахункового опору кола к.з.

$$X_{\text{пар}} = X_c + (U_{k\%}/2 \cdot 100) \cdot (S_{c.\text{НОМ}}/S_{T.\text{НОМ}}), \quad (7.1)$$

$$X_{\text{роз}} = X_c + (U_{k\%}/100) \cdot (S_{c.\text{НОМ}}/S_{T.\text{НОМ}}). \quad (7.2)$$

Струм к.з. в точці К при роздільній роботі трансформаторів буде в 2 рази менший. Але цей спосіб не завжди доцільний. Наприклад, на потужних підстанціях на вторинній напрузі яких встановлені синхронні компенсатори, ускладнена роздільна робота трансформаторів із-за умови видачі в мережу реактивної потужності, яка виробляється компенсаторами.

Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками (рис.7.3).

Трансформатор з розщепленими обмотками – це багатообмотковий трансформатор, в якому дві чи більше обмоток розраховані на одну напругу та використовуються для приєднання до різних секцій збірних шин підстанції. Обидва кола розщепленої обмотки розраховуються на однакову потужність (на 50 % номінальної потужності трансформатора) і мають однакові опори.

При потужності понижуючого трансформатора 25 МВ·А та вище застосовують розщеплення обмотки низької напруги. Це дає можливість збільшити опір трансформатора в режимі к.з. приблизно в два рази, порівнюючи з трансформатором без розщепленої обмотки. На рис.19 секційний вимикач (СВ) нормально вимкнутий і генератори Г1 і Г2 працюють паралельно через трансформатор з розщепленими обмотками. При відключенні одного з генераторів секційний вимикач повинен бути увімкнутим, щоб секція шин першого генератора живилась від другого генератора. Це дає можливість уникнути перетоку потужності через розщеплені кола обмоток НН трансформатора, що спонукає до значних втрат напруги та енергії.

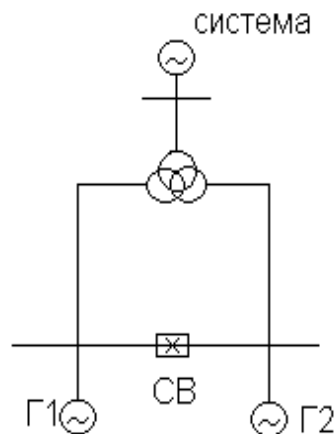


Рис.7.3. Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками.

Застосування реакторів.

Струмообмежуючі реактори призначені для обмежень рівня струму к.з. та для підтримки на непошкоджених частинах електроустановки достатньо високого рівня залишкової напруги (бажано, щоб $U_{\text{зал}} \geq 0,6 \cdot U_{\text{н}}$). При цьому зберігається стійкість роботи генераторів та двигунів споживачів.

Вони представляють з себе індуктивний опір, що включається послідовно в кожну фазу кола. Конструктивно - це котушка з малим активним опором без сердечника.

Струмообмежуючі реактори вмикаються на початку лінії по напрямку потоку енергії і завдяки цьому відбувається обмеження пускових струмів та струму к.з. «після себе» по напрямку потоку енергії а також підтримка напруги в системі електропостачання «до себе» по напрямку потоку енергії. Струмообмежуючий реактор є котушкою індуктивності, що має значний індуктивний опір (1-2 Ом) і незначний активний опір.

Реактори встановлюються в мережах 6 - 10 кВ (іноді 35кВ і вище).

Схеми включення реакторів (рис.7.4).

За умовами роботи секційні й лінійні реактори мають суттєву різницю. *Лінійний* струмообмежуючий реактор включається в розсічну КЛ на її початку по напрямку потоку енергії. Оскільки опір КЛ на порядок більший опору ПЛ однакової довжини та перерізу, то струмообмежуючий реактор застосовують лише для обмеження струму к.з. КЛ РП.

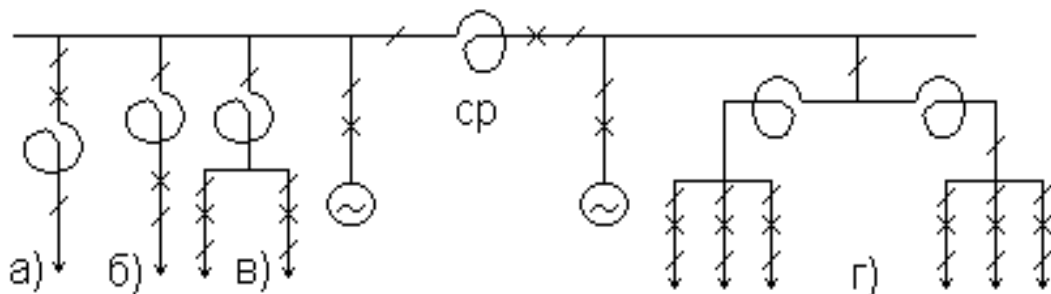


Рис.7.4. Схеми включення реакторів.

В нормальному режимі перетік потужності через СР (секційний реактор) незначний, при симетричній схемі він приблизно дорівнює нулю. Тому

величина реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежуючої дії може бути великою.

Номінальний струм секційного реактора вибирається за режимом відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає збиткова (або недостатня) потужність секції

$$I_{p,ном}=(0,6\div0,8) I_{г,ном}. \quad (7.3)$$

Через лінійний реактор постійно протікає струм навантаження. Тому в ньому постійно мають місце втрати потужності та напруги. При чому втрати напруги зростають зі збільшенням реактивності реактора, так як

$$\Delta V_p = I_p \cdot X_p \cdot \sin \varphi. \quad (7.4)$$

Тому реактивність лінійного реактора не може бути взята значно великою. Частіше всього враховується те, що втрати напруги на лінійному реакторі в робочому режимі не повинні бути більше 5 %.

Лінійний реактор вибирають або за умовою обмеження струму к.з. до величини вимикаючої здатності лінійних вимикачів, або за умовою термічної стійкості кабелів розподільної мережі.

За умовою компоновки обладнання в ЗРП в основному застосовується схема (рис.7.4,а,б). Коли номінальні струми окремих ліній незначні, застосовується схема з груповими реакторами (рис.7.4, в; г). Дані схеми дають можливість зменшити кількість приєднань до збірних шин та спростити РП.

Зі збільшенням I_n реактора його струмообмежуюча дія при тій же реактивності у відносних одиницях зменшується

$$X_p = X_p \cdot (U_n / \sqrt{3} \cdot I_n). \quad (7.5)$$

Тому крупні реактори, маючи великий номінальний струм, мають і більшу реактивність, порівнюючи з лінійними індивідуальними реакторами. З тієї ж причини струмообмежуюча дія лінійних індивідуальних реакторів, як правило, в 2-3 рази більша, чим у секційних реакторів.

Секційний реактор обмежує струми к.з., які виникають на одній з секцій розподільчого пристрою (рис.7.4).

Трансформаторний реактор обмежує струми к.з. у всіх приєднаннях розподільчих пристроїв НН (рис.7.5).

Дугогасильна котушка з регульованою індуктивністю завдяки осердю призначена скомпенсувати ємнісні струми однофазного режиму к.з. в мережах напругою 6-35 кВ, котрі називаються з скомпенсованою нейтраллю.

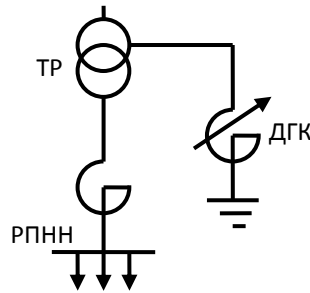


Рис.7.5. Схема включення трансформаторного реактора.

Порівняння групових та індивідуальних реакторів.

1) При застосуванні індивідуальних зростає кількість приєднань до збірних шин порівняно із застосуванням групових реакторів. При застосуванні індивідуальних зростає також і вартість розподільчих пристроїв.

2) При застосуванні групових реакторів виникнення к.з. на одній із кабельних ліній впливає суттєво на роботу сусідніх кабельних ліній. Цей недолік виявляється в значно меншій мірі для індивідуальних реакторів.

Здвоєні реактори (рис.7.6).

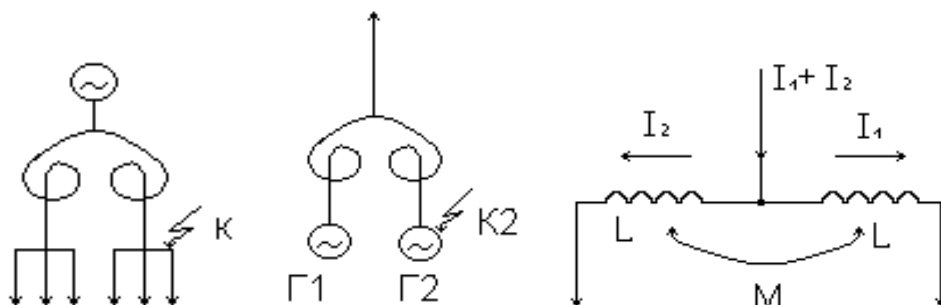


Рис.7.6. Здвоєні реактори.

Для зменшення падіння напруги в нормальному режимі і обмеження

струму к.з. застосовують також здвоєні реактори (конструктивно вони подібні звичайним реакторам, але від середньої точки обмотки є допоміжний вивід).

Здвоєний реактор складається з двох котушок, які увімкнені узгоджено, послідовно, з однаковим напрямом намотки обмоток, має 2 вітки. Реактори виконуються в однофазному виконанні, тому для трифазних систем необхідно застосовувати реактори.

Перевага здвоєних реакторів полягає в тому, що залежно від схеми включення та напрямку струмів в обмотках індуктивний опір його може збільшуватися або зменшуватися. Цю властивість здвоєного реактора використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі та обмеженні струму к.з.

При к.з. за реактором точки К струм значно перевищує струм в непошкодженій частині. Відносний вплив взаємної індуктивності зменшується. Втрати напруги в реакторі та ефект струмообмеження визначається в основному лише індуктивним опором $X_B = \omega L$. Таким чином опір реактора в режимі к.з. зростає, порівнюючи з нормальним режимом. При к.з. в точці К2, тобто на генераторі Г2, струм від генератора Г1 протікає в одному напрямку. Взаємна індукція діє згідно з власною індукцією обмоток. Наскрізний опір реактора буде дорівнювати: $X_{скр} = 2\omega L + \omega M$.

Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливість встановлювати індивідуальні та групові реактори великого опору. Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів к.з., розробляють БСП (безінерційні струмообмежуючі пристрої).

Допустима втрата напруги в лінійному реакторі складає 1,5 - 2 %. Для секційного реактора таких обмежень немає і його опір може бути збільшений.

Порівняння простих та здвоєних реакторів.

1) Застосування здвоєних реакторів дорожче ніж простих.

2) В процесі експлуатації здвоєні реактори більш вигідні, оскільки при однаковому завантаженні віток результуючий опір здвоєного реактора в 4 рази менше порівняно з простим при однакових номінальних параметрах.

Коли все ж потрібно значний опір для обмеження струму к.з. застосовують БСП (безінерційні струмообмежувальні пристрої) (рис.7.7).

Реактор (LR) і ємність (C) резонансно налагоджені (результуючий опір близький до нуля). Індуктивність (L) в нормальному режимі має великий опір і струм через неї малий.

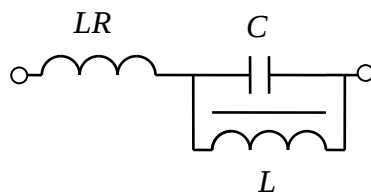


Рис.7.7. Схема безінерційного струмообмежувального пристрою.

При к.з. струм через ємність збільшується, збільшується падіння напруги ΔU на ємності і збільшується напруга, прикладена до L, збільшується струм через індуктивність, сердечник її насичується і ємність закорочується. Струм к.з. при цьому обмежується повним опором реактора LR.

Параметри струмообмежувачих реакторів.

- 1) Номінальна напруга, В;
- 2) Номінальний струм, А;
- 3) Номінальний опір реактора, Ом, %(індуктивний опір однієї вітки зведеного реактора при відсутності струму в другій вітці);

- 4) $I_{\text{дин}}$, [кА], $i_{\text{дин}}$, [кА];
- 5) I_{τ} , кА;
- 6) τ_c - тривалість струму термічної стійкості;
- 7) X_m – опір, який враховує взаємоіндукцію;
- 8) k - коефіцієнт зв'язку: $k = \frac{X_m}{X_L} = (0.3 - 0.5)$.

Індуктивність реакторів.

Якщо опір виражається у відсотках або у в.о., тоді говорять про реактивність реактора. Для отримання цих величин необхідно індуктивність реактора віднести до повного номінального опору.

$$X\% = \frac{X_{\text{ном.р.}}}{Z_{\text{ном.р.}}} \cdot 100 = \frac{X_{\text{ном.р.}}}{\frac{U_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.}}}} ; \quad (7.7)$$

$$X\% = \frac{X_{\text{ном.р.}} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot 100\% . \quad (7.8)$$

Реактивність являє собою відношення спаду напруги, при протіканні через нього номінального струму, до номінальної фазної напруги. При однаковій реактивності при збільшенні номінального струму реактора, опір реактора зменшується і навпаки.

7.2 Режими роботи здвоєних реакторів та їх результуючі опори

Розрізняють 3 режими роботи здвоєних реакторів:

а) прохідний:

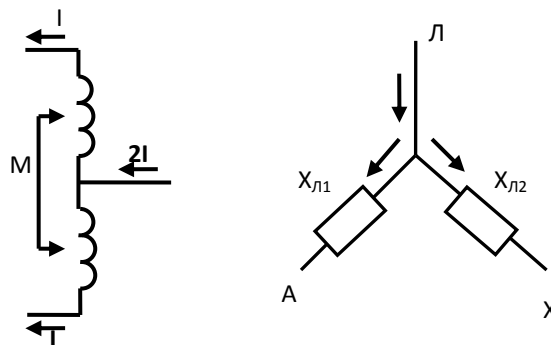


Рис.7.8. Пояснювальна схема та схема заміщення прохідного режиму роботи реактора: $X_{Л1}=X_{Л2}$.

Визначимо результуючі опори для здвоєного реактора в даному режимі роботи.

Помножимо вираз $U = (x_L - x_M) \cdot I$ на величину x_L/x_L .

Маємо:

$$U = x_L \left(1 - \frac{x_M}{x_L}\right) \cdot I ,$$

де $\frac{x_M}{x_L}$ – коефіцієнт зв'язку (k).

$$x_{\text{1 вітки}} = x_L \cdot (1 - k),$$

де x_L - опір однієї вітки реактора при відключенні іншої вітки.

Для даного режиму

$$x_{\text{рез.}} = 0,5 x_{\text{1 вітки}} = \frac{x_L \cdot (1 - k)}{2}. \quad (7.9)$$

Оскільки $k = 0,5$ то кінцевий вираз набуде вигляду:

$$x_{\text{рез.}} = 0,25 x_L. \quad (7.10)$$

Таким чином, при прохідному режимі результуючий опір здвоєного реактора в 4 рази менший номінального опору однієї вітки реактора при відсутності струму в іншій вітці (при умові, коли струми у вітках здвоєного реактора однакові за величиною).

б) наскрізний:

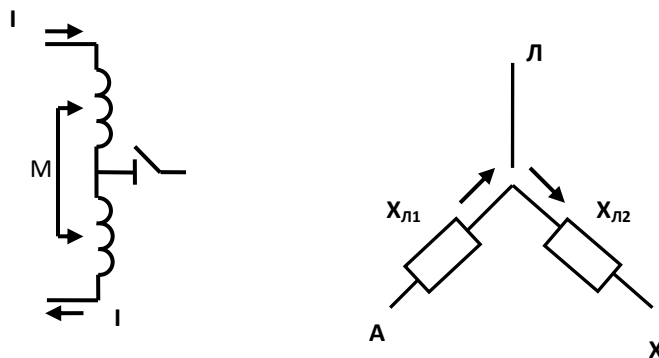


Рис.7.9. Пояснювальна схема та схема заміщення наскрізного режиму роботи реактора: $x_{L1} = x_{L2}$.

Визначимо результуючі опори для здвоєного реактора в даному режимі роботи: помножимо вираз $U = (x_L + x_M) \cdot I$ на величину x_L/x_L .

Маємо:

$$U = x_L \left(1 + \frac{x_M}{x_L}\right) \cdot I,$$

$$x_{\text{1 вітки}} = x_L \cdot (1 + k),$$

де x_L - опір однієї вітки реактора при відключенні іншої вітки.

Для даного режиму

$$x_{рез.} = 2x_{1\text{вітки}} = 2 \cdot x_L \cdot (1 + k) . \quad (7.11)$$

Оскільки $k = 0,5$ то кінцевий вираз набуде вигляду:

$$x_{рез.} = 3x_L . \quad (7.12)$$

При повздовжньому режимі роботи зведеного реактора його результуючий опір втричі більший номінального опору однієї вітки.

в) одноланцюговий

При одноланцюговому режимі $x_{рез} = x_L$.

За цього режиму у відключеній котушці наводиться ЕРС взаємоіндукції величиною $E_M = x_M \cdot I$, що може значно перевищувати прикладену напругу. В зв'язку з цим, коефіцієнт зв'язку не буває більшим 0,5 (таким його встановлюють конструктивно).

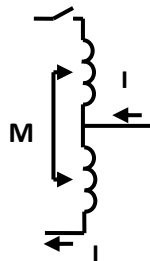


Рис.7.10. Одноланцюговий режим роботи реактора.

В реакторах розрізняють внутрішні і зовнішні електродинамічні зусилля. Внутрішні зусилля виникають від взаємодії струмів в межах одного реактора, а зовнішні – від взаємодії струмів між реакторами: фаза А, фаза В, фаза С.

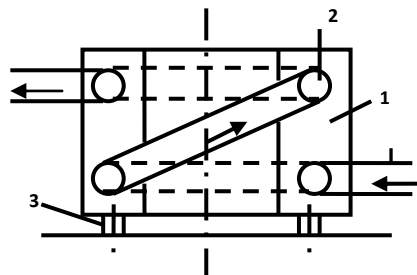


Рис.7.11. Електродинамічні зусилля в реакторі: 1 – залиті бетонні сегменти в яких знаходиться обмотка реактора; 2 – обмотка; 3 – ізолятори.

Внутрішні зусилля сприймаються бетонними сегментами. Конструктивно реактори можуть розміщуватися для 1 приєднання по вертикалі, по горизонталі і ступінчато (рис.7.12).

Нормами передбачені мінімальні відстані між фазами, які забезпечують електродинамічну стійкість ізоляторів (зовнішні електродинамічні зусилля сприймаються ізоляторами).

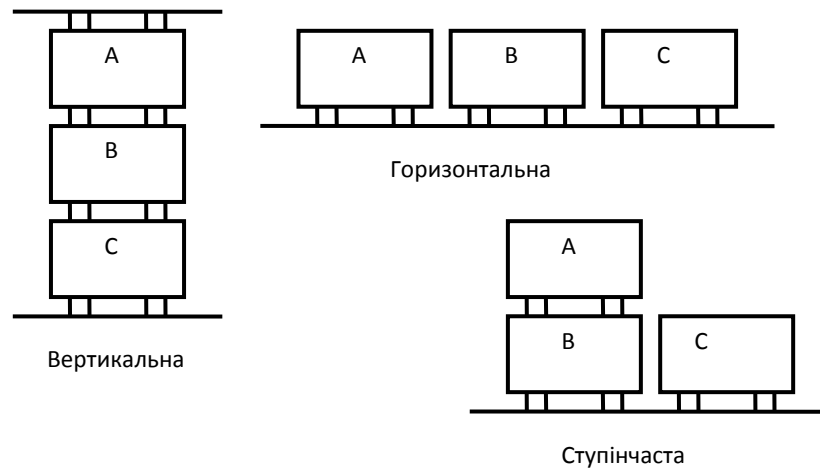


Рис.7.12. Конструкційне розміщення реакторів на підстанції.

Найбільші зусилля виникають при вертикальному розміщенні реакторів. При такому розміщенні електродинамічні зусилля намагаються відірвати фазу А, в зв'язку з чим або змінюють напрям обмотки фази або ставлять підпорку для фази А.

Визначення максимального струму КЗ після реактора.

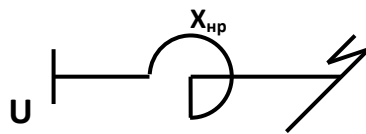


Рис.7.13. Пояснювальна схема до розрахунку струму к.з. після реактора.

Вважаємо, що напруга перед реактором не змінюється при виникненні режиму к.з.:

$$I_{кз} = I_{оо} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{нр}} . \quad (7.13)$$

$$x_p^* = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нр}} \cdot x_{\text{нр}}}{U}, \quad (7.14)$$

звідки:

$$x_{\text{нр}} = \frac{x_p^* \cdot U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нр}}}. \quad (7.15)$$

Підставивши вираз номінального опору реактора в початкову рівність, маємо:

$$I_{\text{кз}} = I_{\text{оо}} = \frac{I_{\text{нр}}}{x_p^*}, \quad (7.16)$$

де x_p^* - опір реактора у відносних одиницях.

Ударний струм:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{оо}} = \frac{I_{\text{нр}} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}}}{x_p^*}. \quad (7.17)$$

Умова електродинамічної стійкості:

$$\eta_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}. \quad (7.18)$$

Виходячи з величини $i_{\text{уд}}$ кз після реактора, який залежить від реактивності реактора та умови його динамічної стійкості, реактори не можуть виготовляти з реактивністю, меншою 3%.

Вплив реактора на роботу мережі в нормальному режимі.

При $r_{\text{кл}} = 0$, $U_2 = U_2'$

U1 – напруга до реактора (фазна);

U2 – напруга після реактора.

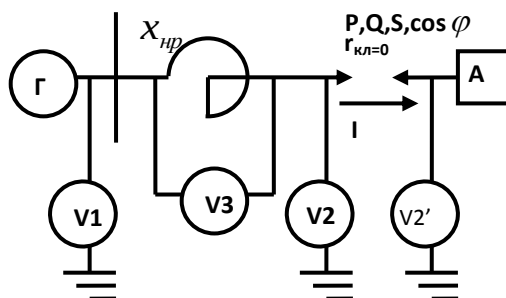


Рис.7.14. Вплив реактора на роботу мережі в нормальному режимі.

напруга на реакторі $U_3 = I \cdot x_{\text{нр}}$;

вектори $x_{\text{нр}} \cdot I$ та I – паралельні;

$$U_1 = U_2 + x_{\text{нр}} \cdot I$$

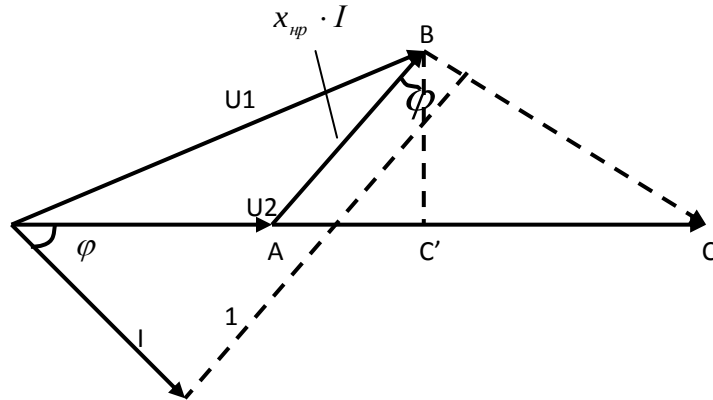


Рис.7.15. Векторна діаграма напруги на реакторі.

AC – втрата напруги (нормується: для нормального режиму роботи – не більше 2%, для максимального режиму роботи – не більше 4%).

В практичних розрахунках за втрату напруги приймають відрізок AC'.

З трикутника ABC' визначають втрату напруги AC':

$$\Delta U\% = AC' = x_{\text{нр}} \cdot I \sin \varphi. \quad (7.19)$$

Втрата напруги відносно фазної напруги у % :

$$\Delta U\% = \frac{x_{\text{нр}} \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{\phi}} \cdot \sqrt{3} \cdot 100\%. \quad (7.20)$$

Введення в схему електропостачання лінійних струмообмежуючих реакторів призводить до виникнення ΔU на реакторі, а саме головне – до виникнення втрат напруги, що проявляється у різній величині напруг на джерелі живлення і на споживачі електричної енергії. Втрата напруги залежить від $x_{\text{нр}}$, I та $\cos \varphi$ (коефіцієнта навантаження).

$$X_* = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot X_{\text{ном}} \cdot 100\%}{U}, \quad (7.21)$$

$$\Delta U = X_* \cdot \frac{I}{I_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \quad - \text{втрата напруги для простого реактора.}$$

Для зведеного реактора втрата напруги має вигляд :

$$\Delta U = (1 - \kappa) X_{\text{ном.р}} \cdot \frac{I}{U} \cdot \sin \varphi \cdot 100\%, \quad (7.22)$$

$$\text{або } \Delta U = (1 - \kappa) X_{*,\text{р}} \cdot \frac{I}{I_{\text{ном.р}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100\%$$

При виборі реакторів необхідно визначити втрату напруги в мережі для двох струмів $I_{\text{ном.р}}$ та $I_{\text{макс.р}}$. Втрати напруги для цих режимів нормуються : для нормального режиму 2% ,а для максимального 4%. Знаючи вище сказане можна визначити максимальні струми для максимального і нормального режимів, які можуть проходити через реактор.

Зменшення впливу реактора в нормальному режимі

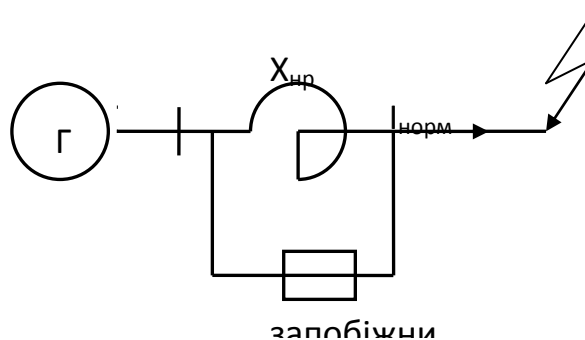


Рис.7.16. Схема шунтування реактора запобіжником.

На рис.7.16 реактор шунтується запобіжником (спаду і втрат напруги не буде, а при виникненні струму к.з., цей струм проходитиме через реактор).

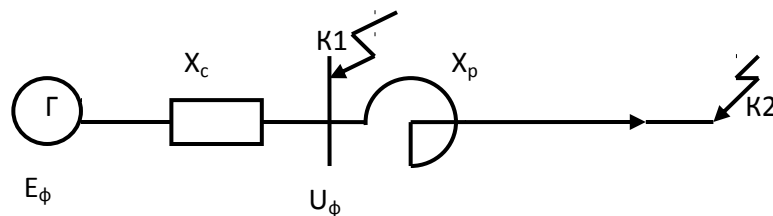


Рис.7.17. Пояснювальна схема обмеження струмів к.з.

Обмеження струмів короткого замикання лінійними реакторами.

Під струмообмежуючою дією реактора будемо розуміти відношення

струму к.з. після реактора до струму к.з. до реактора по напрямку потоку енергії. Маємо струми :

$$I_{k1} = \frac{E_{\phi}}{X_c}; \quad I_{k2} = \frac{E_{\phi}}{X_c + X_p}. \quad (7.23)$$

Тоді струмообмежуюча здатність буде дорівнювати:

$$\frac{I_{k2}}{I_{k1}} = \frac{X_c}{X_c + X_p}. \quad (7.24)$$

Поділивши вираз на X_c , отримаємо :

$$\frac{I_{k2}}{I_{k1}} = \frac{1}{1 + \frac{X_p}{X_c}}. \quad (7.25)$$

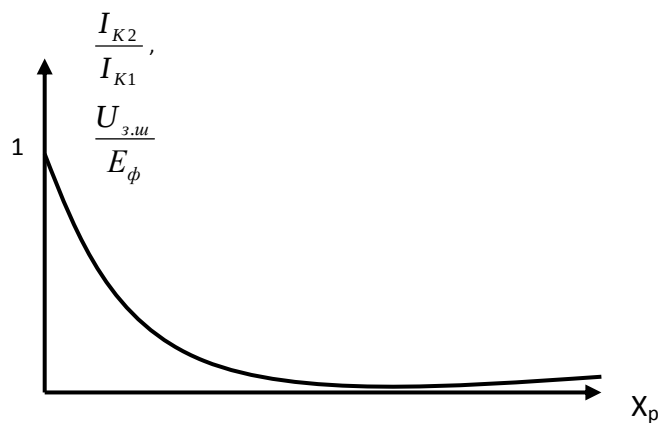


Рис.7.18. Графічна залежність струму к.з.від опору реактора.

Зі збільшенням опору реактора, струм к.з. після реактора зменшується, що підвищує ефективність застосування реактора. З іншої сторони, зі збільшенням опору реактора, зростають втрати напруги, яка нормується.

Таким чином при виборі реактора необхідно контролювати два параметра :

- 1) добитися умови виконання термічної стійкості та динамічної апаратури та струмопроводів ;
- 2) не вийти за рамки нормованих втрат напруги.

$$X_{*p} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.р}} \cdot X_{\text{ном.р}}}{U_{\text{ном.р}}} . \quad (7.26)$$

З цього виразу видно, що при однаковій реактивності кількох реакторів струмообмежуючий опір має бути більшим $X_{\text{ном}}$, проте для нього струм $I_{\text{ном}}$ буде найменшим. Таким чином, краще струмообмеження буде для ліній з меншими струмами.

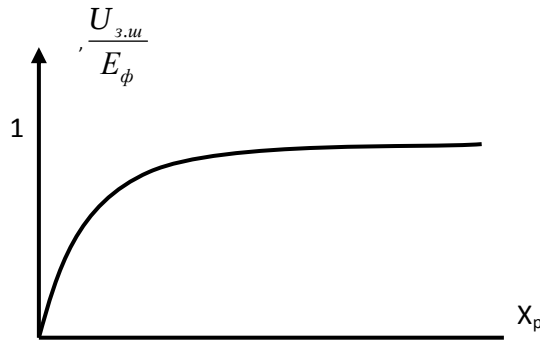


Рис.7.19. Зміна напруги при виникненні режиму к.з. до реактора.

Виходячи з рис.7.19

$$I_{K2} = \frac{E_{\phi}}{X_c + X_p} . \quad (7.27)$$

Потенціал точки K2 - $\varphi_{K2} = 0$, а

$$\varphi_{K1} = X_p \cdot I_{K2} = \frac{X_p}{X_c + X_p} = U_{\phi} ,$$

$$\varphi_0 = (X_c + X_p) \cdot I_{K2} = \left(\frac{X_c + X_p}{X_c + X_p} \right) \cdot E_{\phi} = E_{\phi}$$

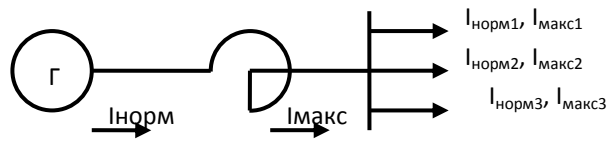
Знайдемо відношення U до реактора при виникненні режиму к.з. до фазної ЕРС до режиму к.з.:

$$\frac{U_{\phi}}{E_{\phi}} = \frac{X_p}{X_c + X_p} = \frac{1}{\frac{X_c}{X_p} + 1} . \quad (7.28)$$

При виникненні режиму к.з. лінійний реактор виконує дві функції:

- обмежує струм к.з. по напрямку потоку енергії;

- підтримує напругу до себе по напрямку потоку енергії, що дуже важливо для системи електропостачання власних потреб електростанцій.



$$I_{\text{макс}3} > I_{\text{макс}2} > I_{\text{макс}1}$$

Рис.7.20. Визначення розрахункового струму нормального та максимального режимів на реакторі.

$$I_{\text{норм.р.}} = \sum_{i=1}^T I_{\text{норм.і}}, \quad (7.29)$$

При визначенні максимального струму, що протікає через реактор, будемо вважати, що одна лінія працює в максимальному режимі, а решта – в нормальному режимі. При цьому в максимальному режимі буде працювати та кабельна лінія, струм максимального режиму в якій найбільший!

$$I_{\text{макс.р.}} = I_{\text{макс.3}} + I_{\text{норм1}} + I_{\text{норм.2}} = I_{\text{макс}} + (n-1)I_{\text{норм.}} \quad (7.30)$$

7.3 Вибір струмообмежувальних реакторів

Реактори вибирають за номінальною напругою та струмом, індуктивним опором, перевіряють на динамічну та термічну стійкість до струмів короткого замикання, а також на втрату напруги при робочих режимах. Інколи в мережах власних потреб необхідно визначати залишкову напругу на шинах розподільного пристрою при режимі короткого замикання за реактором.

Умови вибору реактора:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}}; \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}};$$

за номінальним опором реактора $X_{\text{ном}}$;

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad I_{\tau}^2 \geq B_K;$$

i_{y0} та B_K обчислюються за значеннями струмів к.з. за реактором;

$\Delta U_p \leq 2\%$ при нормальному режимі роботи приєднання та $\Delta U_p \leq 4\%$ при максимальному режимі,

де $U_{ном}$ - номінальна напруга реактора, кВ;

$I_{ном}$ - номінальний струм реактора (однієї вітки для здвоєного реактора), А;

ΔU_p - втрата напруги на реакторі, %.

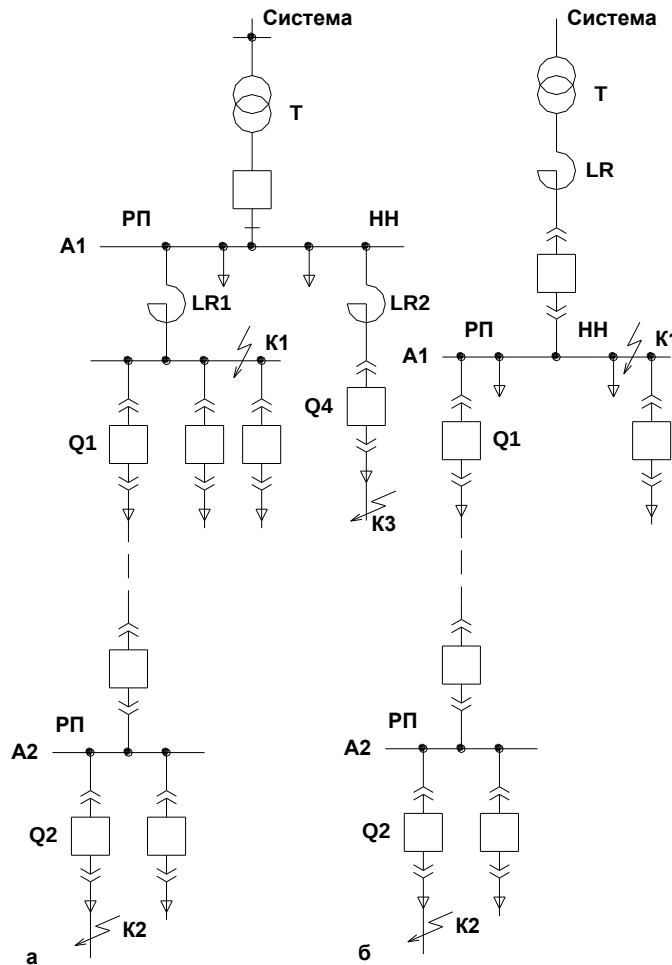


Рис.7.21. Схеми підстанцій: а - з лінійними струмообмежувальними реакторами; б - з трансформаторними реакторами.

Втрата напруги

для простого реактора

$$\Delta U_{p.n} = X_{ном} \frac{\sqrt{3} \cdot I}{U_{ном}} \sin \varphi \cdot 100\%, \quad (7.31)$$

для здвоєного реактора

$$\Delta U_{p.3} = X_{\text{ном}} (1-k) \frac{\sqrt{3} \cdot I}{U_{\text{ном}}} \sin \varphi \cdot 100\%, \quad (7.32)$$

де I - струм нормального або максимального режиму, А;

k - номінальний коефіцієнт зв'язку;

$X_{\text{ном}}$ - номінальний опір реактора, Ом.

Якщо опір реактора потрібно виразити у відносних одиницях, то можна скористатися такими виразами:

$$\begin{aligned} X_{\text{ном}*} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} X_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}; \\ X_{\text{ном}*} &= X_{\text{ном}} \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}; \end{aligned} \quad (7.33)$$

при віднесенні до базисних величин

$$X_{\delta} = X_{\text{ном}*} \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (7.34)$$

Залишкова напруга на шинах розподільного пристрою при короткому замиканні за реактором

$$U_3 = X_{\text{ном}} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0,0}}{U_{\text{ном}}} 100\%;$$

Вибір номінального індуктивного опору реактора $X_{\text{ном}}$

Номінальний опір реактора визначають виходячи з умови обмеження струму к.з. за реактором відповідно до заданого, бажаного рівня та допустимих втрат напруги ΔU нормального і максимального режимах (7.31), (7.32). Для реакторів, встановлених на станціях і підстанціях (див. рис. 7.21), критерієм бажаного рівня струму к.з. є таке.

1. При к.з. у розподільній мережі (точка К2 на рис.7.21) бажана величина періодичної складової струму к.з. у початковий момент $I_{\text{б.ж.к2}}$ не повинна перевищувати діюче значення повного струму електродинамічної стійкості вимикача Q2, тобто

$$I_{\text{б.ж.к2}} \leq I_{\text{дин}}.$$

У той же час струм $I_{\text{б.ж.к2}}$ має бути рівним або меншим за струм термічної стійкості КЛ, приєднаних до збірних шин А2 РП:

$$I_{\text{б.ж.к2}} \leq I_{\text{терм}}. \quad (7.35)$$

де $I_{\text{терм}}$ - розрахункове значення струму термічної стійкості для заданих КЛ, кА,:

$$I_{\text{терм}} = \frac{S_{\text{ст}} C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\tau_{\text{к}} + T_{\text{а}}}}, \quad (7.36)$$

$S_{\text{ст}}$ - стандартний переріз жили КЛ, мм²;

C - коефіцієнт, що враховує матеріал жили, а також значення допустимих температур при робочих і аварійних режимах (див. табл. 2.7), А·с^{1/2}/мм²;

$\tau_{\text{к}}$ - час протікання режиму к.з., с;

$T_{\text{а}}$ - стала часу короткозамкнутої ділянки, с.

З двох значень $I_{\text{б.ж.к2}}$, отриманих за (7.35) і (7.36), для вибору $X_{\text{ном}}$ потрібно прийняти меншу величину.

2. При режимі короткого замикання у точці К1 (див. рис. 7.21) бажаний струм короткого замикання $I_{\text{б.ж.к1}}$ має бути рівним або меншим за струм динамічної стійкості $I_{\text{дин}}$ лінійного вимикача Q1, а також за струм термічної стійкості КЛ, приєднаних до розподільного пристрою нижчої напруги трансформатора Т, тобто:

$$I_{\text{б.ж.к1}} \leq I_{\text{дин}} \quad \text{та} \quad I_{\text{б.ж.к1}} \leq I_{\text{терм}}.$$

Береться до уваги менше значення $I_{\text{б.ж.к1}}$.

3. При виборі номінального опору реактора потрібно прийняти менше значення бажаного струму з двох розрахункових точок К1 та К2; або $I_{\text{б.ж.к1}}$, або $I_{\text{б.ж.к2}}$. Для визначення розрахункової точки приймаємо до уваги:

- час спрацювання релейного захисту $\tau_{\text{р.з}}$, який визначає час протікання режиму к.з. $\tau_{\text{к}}$, у приєднаннях до збірних шин А1 (див. рис. 7.21) більший від $\tau_{\text{р.з}}$ у приєднаннях до А2, що при виключенні нерівності в умові (7.35) зменшує значення струму $I_{\text{б.ж.к1}}$ (див. (7.36));

- через те що переріз жил КЛ, приєднаних до шин А1, значно більший від

перерізу жил КЛ, з'єднаних з А2, то за (7.36) струм термічної стійкості в К1 більший від струму в К2 і, отже, $I_{\text{б.ж.к1}} > I_{\text{б.ж.к2}}$.

Як правило, при виборі номінального опору реактора розрахунковою точкою бажаного струму к.з. приймається точка К2 розподільної мережі (див. рис. 7.21).

Порядок вибору номінального опору реактора (лінійного LR1 або трансформаторного LR) з метою обмеження струмів к.з. не тільки в лініях, безпосередньо приєднаних до нього, а й в розподільній мережі (точка К2 на рис. 7.21) описаний далі.

1. Обчислюють значення струмів к.з. в точках К1 та К2 без реакторів $I_{0,0\text{к1}}$ та $I_{0,0\text{к2}}$ і переконуються в необхідності його обмеження з допомогою реактора.

2. Визначають бажане значення струму к.з. для розрахункової точки К2 з умови виконання динамічної стійкості комутаційного апарату або термічної стійкості КЛ розподільної мережі $I_{\text{б.ж.к2}}$.

3. Обчислюють найменший результуючий повний опір кола короткозамкненої ділянки від джерела струму до точки к.з. К2 в іменованих або відносних одиницях, за якого досягається бажане значення струму к.з., Ом:

$$Z_{\text{мін}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{б.ж.к2}}},$$

або, в. о:

$$Z_{\text{мін}} = \frac{I_{\delta}}{I_{\text{б.ж.к2}}}. \quad (7.37)$$

4. З виразу

$$Z_{\text{мін}} = \sqrt{(X_{\text{с}} + X_{\text{тр}} + X_{\text{р.р.}} + X_{\text{к.л}})^2 + r_{\text{к.л}}^2}$$

($X_{\text{с}}$, $X_{\text{тр}}$, $X_{\text{р.р.}}$, $X_{\text{к.л}}$ - відповідно індуктивний опір системи та трансформатора Т, розрахунковий опір реактора та КЛ (див. рис. 7.21);

$r_{\text{к.л}}$ - активний опір КЛ) визначають розрахунковий опір реактора $X_{\text{р.р.}}$.

5. Вибирають реактор за номінальною напругою, номінальним струмом і номінальним опором за умовами

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}}; \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}; \quad X_{\text{ном}} \geq X_{\text{р.р}}..$$

6. Обчислюють значення струмів к.з. в точках К1 та К2 з урахуванням опору струмообмежувального реактора $X_{\text{ном}}$ ($I_{0,0\text{к1р}}$ та $I_{0,0\text{к2р}}$) і порівнюють їхні значення за умовами

$$I_{\text{баж.к1}} \geq I_{0,0\text{к1р}};$$

$$I_{\text{баж.к2}} \geq I_{0,0\text{к2р}};$$

7. Перевіряють вибраний реактор на електродинамічну та термічну стійкість до струмів к.з., а також на допустимість втрат напруги в нормальному та максимальному робочих режимах.

Задача вибору реактора спрощується, коли потрібно вибрати реактор для обмеження струмів к.з. в КЛ, що безпосередньо приєднані до нього (на рис. 7.21,а точка К3). Порядок вибору реактора для цього випадку такий:

а) визначають $I_{0,0}$ у заданій точці схеми електропостачання і переконуються в необхідності його обмеження з допомогою реактора;

б) визначають бажане значення струму к.з. $I_{\text{баж}}$ за умовами динамічної та термічної стійкості обладнання;

в) обчислюють результуючий опір, Ом, від джерела електроенергії до точки к.з. без струмообмеження $X_{\text{рез}}$ та з урахуванням бажаного обмеження струму к.з. $X_{\text{рез.баж}}$,

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{0,0}};$$

$$X_{\text{рез.баж}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{баж}}};$$

г) визначають розрахунковий опір реактора, Ом,

$$X_{\text{р.р}} = X_{\text{рез.баж}} - X_{\text{рез}}; \quad (7.38)$$

д) з довідкової літератури [1] вибирають реактор за номінальними параметрами;

е) обчислюють струми к.з. у заданій точці з урахуванням вибраного реактора та перевіряють його на динамічну і термічну стійкість до струмів к.з.,

а також на втрату напруги в робочих режимах.

Задача 7.1. Розподільний пристрій А1 напругою 10,5 кВ (рис.7.22) зв'язаний із системою, що характеризується $S_c=1100\text{ МВ}\cdot\text{А}$ та $X_c=1$ в. о. До А1 приєднані через вимикачі ВМП - 10 ($I_{\text{дин}}=20$ кА) живильні КЛ (ААШВ-3х150; $X_0=0,079$ Ом/км; $r_0=0,206$ Ом/км) із сумарним максимальним навантаженням 600 А при $\cos\varphi=0,9$. Довжина траси 2,2 км. Розподільна мережа виконана КЛ з алюмінієвими жилами мінімальним перерізом 70 мм².

Перевірити можливість встановлення вимикачів ВМП-10 і КЛ розподільної мережі при виникненні аварійного режиму. Розрахунковий час протікання к.з. у розподільній мережі $\tau_{\text{к.к2}}=0,5$ с, а в мережі живильних ліній $\tau_{\text{к.к1}}=1,0$ с.

Розв'язання. Знайдемо струм аварійного режиму - режиму к.з. - у точках К1 та К2 схеми електропостачання. Як базисні величини приймемо $S_\delta=S_c=1100$ МВ·А; $U_\delta=10,5$ кВ;

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_\delta} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 60,48 \text{ кА.}$$

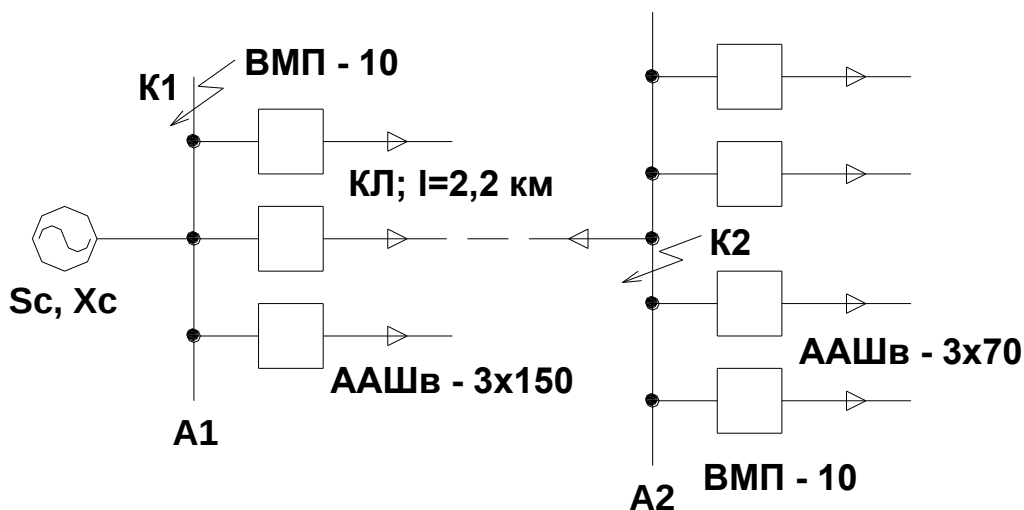


Рис. 7.22. Схема живильної та розподільної мережі системи електропостачання.

Визначимо опір елементів схеми електропостачання для схеми заміщення:

$$X_{*c} = X_c \frac{S_\delta}{S_c} = 1 \frac{1100}{1100} = 1 \text{ в.о.};$$

$$X_{*кл} = X_0 l \frac{S_\delta}{U_{ном}^2} = 0,079 \cdot 2,2 \frac{1100}{10,5^2} = 1,73 \text{ в.о.};$$

$$X_{*кл} = r_0 l \frac{S_\delta}{U_{ном}^2} = 0,206 \cdot 2,2 \frac{1100}{10,5^2} = 4,52 \text{ в.о.};$$

де X_{*c} , $X_{*кл}$ - індуктивний опір системи та кабельної лінії у в.о., зведений до базисних умов (у подальшому символ * не вживатимемо);

$r_{*кл}$ - активний опір кабельної лінії у в.о., зведених до базисних величин.

Періодична складова струму к.з. в початковий момент режиму

для точки К1

$$I_{0,0к1} = \frac{I_\delta}{X_c} = \frac{60,48}{1} = 60,41 \text{ кА};$$

для точки К2

$$I_{0,0к2} = \frac{I_\delta}{Z_{екв}} = \frac{I_\delta}{\sqrt{(X_c + X_{кл})^2 + r_{кл}^2}} = \frac{60,48}{\sqrt{(1 + 1,73)^2 + 4,52^2}} = \frac{60,48}{5,28} = 11,45 \text{ кА}.$$

З результатів розрахунку виникає необхідність в обмеженні струму к.з. для точки К1, бо $I_{0,0к1}=60,48$ кА, а струм динамічної стійкості вимикача ВМП–10 $I_{дин}=20$ кА.

Встановимо у розподільному пристрої 10,5 кВ А1 груповий, реактор (рис. 7.23) на максимальне навантаження 600 А та виконаємо розрахунки для його вибору. З цією метою визначимо бажане значення струму к.з. у розрахунковій точці К2.

Оскільки вимикачі ВМП-10 для розподільного пристрою А2 проходять по умові динамічної стійкості ($I_{дин} > I_{0,0к2}$), то визначимо максимальне значення струму термічної стійкості для КЛ ААШВ-3х70 розподільної мережі згідно з (7.36) і визначимося з мінімальним значенням бажаного струму к.з. у точці К2:

$$I_{терм} = \frac{S_{ст} \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\tau_k + T_a}} = \frac{70 \cdot 90 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,5}} = 8,91 \text{ кА}.$$

Сталу часу короткозамкненої ділянки до точки К2 не враховуємо, тому що кабельна лінія має значний активний опір:

$$T_a = \frac{X_c + X_{кл}}{\omega \cdot r_{кл}} = \frac{1 + 1,73}{3,14 \cdot 4,52} = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ с.}$$

Отже, для вибору реактора, бажаний струм к.з. у точці К2 приймемо таким, що дорівнює 8,91 кА, тобто $I_{\text{баж.к2}} = 8,91 \text{ кА}$.

Обчислимо за (7.37) результуюче мінімальне значення повного опору короткозамкненої ділянки від S_c до К2 (рис. 7.23,б), за якого досягається бажане значення струму к.з. - 8,91 кА:

$$Z_{\text{мін}} = \frac{60,48}{8,91} = 6,79 \text{ в.о.}$$

Повний опір для цієї ділянки (див. схему заміщення)

$$Z_{\text{мін}} = \sqrt{(X_c + X_{\text{р.п}} + X_{\text{кл}})^2 + r_{\text{кл}}^2}.$$

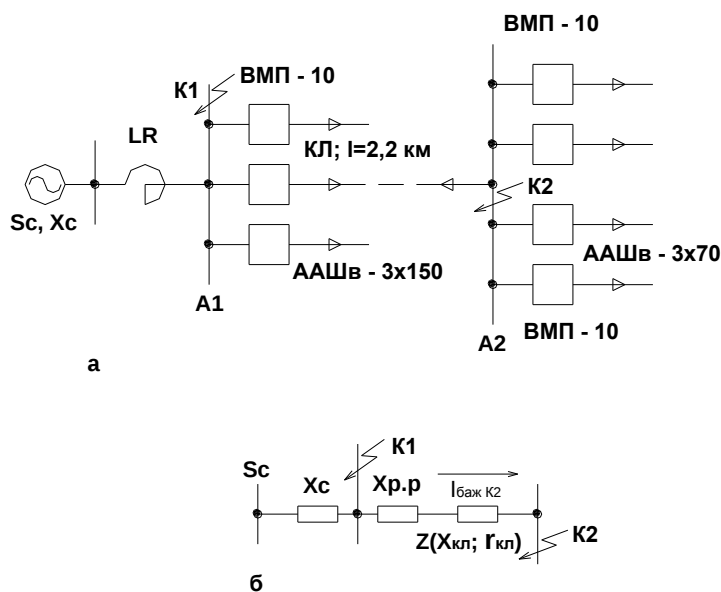


Рис. 7.23. Система електропостачання: а - схема живильної та розподільної мережі з установкою LR; б - схема заміщення

Підставивши значення $Z_{\text{мін}} = 6,79 \text{ в. о.}$, $X_c = 1 \text{ в. о.}$, $X_{\text{кл}} = 1,73 \text{ в. о.}$ та $r_{\text{кл}} = 4,52 \text{ в. о.}$, знайдемо розрахунковий опір реактора:

$$X_{\text{р.п}} = 2,875 \text{ в. о.}$$

Розрахунковий опір реактора в іменованих одиницях отримаємо з виразу (7.33)

$$X_{p.p} = \frac{X_{*p.p} U_{ном}^2}{S_{\delta}} = \frac{2,875 \cdot 10,5^2}{1100} = 0,288 \text{ Ом.}$$

Маючи значення $I_{макс}=600 \text{ А}$, $U_{мережі}=10,5 \text{ кВ}$ та $X_{p.p}=0,288 \text{ Ом}$, приймемо для обмеження струму к.з. реактор РБУ–10–630-0,4 з номінальним струмом 630 А та опором $X_{ном}=0,4 \text{ Ом}$. Струм термічної стійкості реактора $I_{\tau}=12,6 \text{ кА}$ за час $\tau=8 \text{ с}$, струм електродинамічної стійкості $i_{дин}=32 \text{ кА}$; номінальні втрати на фазу $\Delta P_{\phi}=3,2 \text{ кВт}$.

Обчислимо струми к.з. в точках К1 та К2 (див. рис. 7.23) з урахуванням опору реактора.

Для точки К1 результуючий опір

$$X_{рез.к1} = X_c + X_{ном} = 1 + 3,99 = 4,99 \text{ в.о.}$$

де $X_{ном}$ - номінальний опір реактора у в.о., зведений до базисних величин, в. о, і згідно з рівнянням (7.33)

$$X_{ном} = \frac{X_{ном} (\text{Ом}) S_{\delta}}{U_{ном}^2} = \frac{0,4 \cdot 1100}{10,5^2} = 3,99 \text{ в.о.},$$

а струм к.з. в початковий момент режиму к.з.

$$I_{0,0к1р} = \frac{I_{\delta}}{X_{рез.к1}} = \frac{60,48}{4,99} = 12,12 \text{ кА},$$

що менше бажаного значення струму к.з. для точки К1 $I_{баж.к1}=20 \text{ кА}$.

Для точки К2 з урахуванням активного опору КЛ

$$Z_{рез.к2} = \sqrt{(X_c + X_n + X_{кл})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(1 + 3,99 + 1,73)^2 + 4,52^2} = 8,1 \text{ в.о.};$$

$$I_{0,0к2} = \frac{I_{\delta}}{X_{рез.к2}} = \frac{60,48}{8,1} = 7,47 \text{ кА},$$

що також менше бажаного струму в точці К2 $I_{баж.к2}=8,91 \text{ кА}$.

Таким чином, за умовами струмообмеження ліній груповий реактор РБУ–10–630-0,4 задовольняє вимоги бажаних струмів для точок К1 та К2.

Перевіримо вибраний реактор на електродинамічну та термічну стійкість при к.з. за реактором - точка K1, а також на втрату напруги в максимальному режимі при струмі 600 А.

Ударний струм при режимі к.з. в точці K1

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot K_y I_{0,0к1р},$$

де ударний коефіцієнт

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{ак1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,19}} = 1,83,$$

$T_{ак1}$ – стала часу короткозамкнутого кола від джерела енергії до точки K1,

$$T_{ак1} = \frac{X_c + X_{ном}}{\omega \cdot r_{ном}} = \frac{1 + 3,99}{314 \cdot 0,08} = 0,19 \text{ с},$$

$r_{ном}$ – активний опір реактора у в.о., зведених до базисних умов,

$$r_{ном} = \frac{\Delta P_{\phi}}{I_{ном}^2} = \frac{S_{\delta}}{U_{ном}^2} = \frac{3,2 \cdot 10^3}{630^2} = \frac{1100}{10,5^2} = 0,08 \text{ в.о.}$$

Тоді

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,83 \cdot 12,12 = 31,36 \text{ кА.}$$

Оскільки $i_{дин}=32 \text{ кА} > i_{уд.к1}=31,36 \text{ кА}$, то вибраний реактор відповідає умові електродинамічної стійкості.

Визначимо тепловий імпульс у точці K1 за реактором:

$$B_K = I_{0,0к1р}^2 (\tau_{кк1} + \tau_{ак1}) = 12,12^2 (1 + 0,19) = 174,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умова термічної стійкості

$$I_{\tau}^2 \tau \geq B_K.$$

Підставивши в цей вираз числові значення величин, дістанемо:

$$12,6^2 \cdot 8 = 1270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 174,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким чином, реактор умові термічної стійкості відповідає.

Втрата напруги при проходженні через реактор максимального струму робочого режиму

$$\Delta U_p = X_{\text{ном}} \frac{\sqrt{3} I_{\text{макс}}}{U_{\text{ном}}} \sin \varphi \cdot 100\%,$$

де $X_{\text{ном}}$ - номінальний опір реактора, Ом;

φ - фазовий кут між векторами струму і напруги, за умовою задачі $\cos \varphi = 0,9$; $\sin \varphi = 0,435$,

$$\Delta U_p = 0,4 \frac{\sqrt{3} \cdot 600}{10,5 \cdot 10^3} 0,435 \cdot 100 = 1,73\%,$$

що менше від допустимого значення в максимальному режимі $\Delta U_{\text{расп}} = 4\%$.

Залишкова напруга на шинах А (див. рис. 7.23) при к.з. у точці К1

$$U_3 = X_n \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0,0\text{кр}}}{U_n} 100 = 0,4 \frac{\sqrt{3} \cdot 12,12}{10,5} 100 = 80\%$$

Задача 7.2. Вибрати груповий лінійний реактор для можливості застосування комплектних шаф РП 10,5 кВ з вимикачами ВМП–10к (струм динамічної стійкості 20 кА). Максимальне навантаження споживачів, приєднаних до реактора, 1820 А при $\cos \varphi = 0,8$. У місці установки реактора значення струму к.з. $I_{0,0} = 60,48$ кА, час протікання режиму к.з. $\tau_k = 1,1$ с.

Розв’язання. Значення бажаного струму к.з. згідно з умовою задачі $I_{\text{баж}} = 20$ кА, і тому результуючий опір від джерел електроенергії до місця к.з.

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{0,0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 60,48} = 0,1 \text{ Ом},$$

Опір короткозамкнутої ділянки 3. урахуванням бажаного обмеженого значення струму к.з.

$$X_{\text{рез.баж}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом.}$$

Розрахунковий опір реактора за (7.38)

$$X_{\text{р.р.}} = 0,303 - 0,1 = 0,203 \text{ Ом.}$$

Згідно [7] приймемо для встановлення реактор РБДГ–10–2500-0,25УЗ з такими параметрами: номінальний струм при природному охолодженні $I_{\text{ном}} = 2150$ А (при штучному - 2500 А); $X_{\text{ном}} = 0,25$ Ом; струм електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}} = 49$ кА; струм термічної стійкості $I_\tau = 19,3$ кА за час $\tau = 8$ с,

номінальні втрати на фазу $\Delta P_{\phi}=16,1$ кВт.

Періодична складова струму к.з. за реактором у початковий момент аварійного режиму

$$I_{0,0p} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.р}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,35} = 17,32 \text{ кА},$$

де $X_{\text{рез.р}}$ - результуючий опір від джерел електроенергії до точки к.з. за реактором,

$$X_{\text{рез.р}} = X_{\text{рез}} + X_{\text{ном}} = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ Ом.}$$

Як бачимо, реактор РБДГ–10–2500-0,25УЗ задовольняє умови вибору його за номінальними параметрами та умову струмообмеження. Перевіримо його на динамічну та термічну стійкість до струмів к.з.

Ударний струм к.з. за реактором

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} I_{0,0p} = \sqrt{2} \cdot 1,97 \cdot 17,32 = 48,3 \text{ кА},$$

де

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,32}} = 1,97.$$

$$T_a = \frac{X_{\text{рез.р}}}{\omega \cdot r_{\text{ном}}} = \frac{0,35}{314 \cdot 0,00348} = 0,32 \text{ с},$$

$$r_{\text{ном}} = \frac{\Delta P_{\phi}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{16,1 \cdot 10^3}{2150^2} = 0,00348 \text{ Ом.}$$

Через те що $i_{\text{дин}}=49$ кА $>$ $i_{\text{уд}}=48,3$ кА, умова електродинамічної стійкості реактора до струмів к.з. виконується.

Для перевірки реактора на термічну стійкість визначимо тепловий імпульс:

$$B_K = I_{0,0p}^2 (\tau_K + T_a) = 17,3^2 (1,1 + 0,32) = 425 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Термічна стійкість матиме місце, якщо $I_{\tau}^2 \tau \geq B_K$, у даному випадку

$$19,3^2 \cdot 8 = 2979,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 425 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

що задовольняє умову.

Втрата напруги на реакторі при максимальному режимі за (7.31)

$$\Delta U_{p.n} = 0,25 \frac{\sqrt{3} \cdot 1820}{10,5 \cdot 10^3} 0,53 \cdot 100 = 3,98\%,$$

що не виходить за межі допустимих втрат – 4%.

Задача 7.3. Для знижувальної двотрансформаторної підстанції обчислити та побудувати залежність відношення струму к.з. на вторинній стороні при паралельній і роздільній роботі трансформаторів від їх номінальної потужності.

Потужність системи $S_c = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, опір системи $X_c = 1,0 \text{ в. о.}$. Напряга к.з. трансформаторів однакова і складає 14%, номінальна потужність 25; 32; 40; 63 та 80 МВ·А.

Розв’язання. Розв’яжемо задачу в загальному виді. Для кожного трансформатора, встановленого на підстанції, при розрахунку струмів к.з. за базисні величини приймемо номінальну потужність і середньонімальну напругу вторинної обмотки. Тоді базисний струм

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_\delta} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ср.ном}}}. \quad (7.39)$$

Струм к.з.

$$I_{0,0} = \frac{I_\delta}{X_k}, \quad (7.40)$$

де X_k - опір короткозамкненої ділянки кола у в.о., зведених до базисних умов.

Для даного випадку

$$X_k = X_c + X_{\text{тр}},$$

де X_c , $X_{\text{тр}}$ -опір системи і трансформатора, зведений до базисних умов, в. о,

$$X_c = X_{c*} \frac{S_\delta}{S_c} = X_{c*} \frac{S_{\text{ном}}}{S_c};$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{K\%}}{100} \frac{S_\delta}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_{K\%}}{100} \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_{K\%}}{100}.$$

Тоді при паралельній роботі трансформаторів

$$X_{\text{к.пар}} = X_c + \frac{X_{\text{тр}}}{2} = X_{c*} \frac{S_{\text{ном}}}{S_c} + \frac{U_{K\%}}{2 \cdot 100}, \quad (7.41)$$

при роздільній роботі

$$X_{к.розд} = X_c + X_{тр} = X_c \frac{S_{ном}}{S_c} + \frac{U_{к\%}}{100}. \quad (7.42)$$

Підставивши значення (7.39), (7.41) в (7.40), дістанемо вираз для розрахунку струму к.з. на збірних шинах вторинної напруги двотрансформаторної підстанції при паралельній роботі трансформаторів, а підставивши (7.39), (7.42) в (7.40) - при роздільній роботі:

$$I_{0,0пар} = \frac{S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{2ср.ном})}{X_c S_{ном} / S_c + U_{к\%} / (2 \cdot 100)};$$

Згідно з даними умови задачі

$$I_{0,0пар} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{2ср.ном} (1 \cdot S_{ном} \cdot 10^{-3} + 0,07)};$$

$$I_{0,0розд} = \frac{S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{2ср.ном})}{X_c S_{ном} / S_c + U_{к\%} / 100};$$

або

$$I_{0,0розд} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{2ср.ном} (1 \cdot S_{ном} \cdot 10^{-3} + 0,14)};$$

Відношення $I_{0,0пар}$ до $I_{0,0розд}$ позначимо K і отримаємо

$$K = \frac{I_{0,0пар}}{I_{0,0розд}} = \frac{S_{ном} \cdot 10^{-3} + 0,14}{S_{ном} \cdot 10^{-3} + 0,07}.$$

Результати розрахунків зведені у табл. 7.1.

Таблица 7.1

Розрахунок величини K для заданої шкали потужностей

S, МВ·А	25	32	40	63	80
K	1,74	1,69	1,64	1,59	1,47

Залежність $K=f(S_{ном})$ показана на рис.7.25, звідки видно, що при заданих параметрах системи (S_c , X_c) чим більше значення номінальної потужності трансформаторів, тим менший струмообмежуючий ефект при їх роздільній роботі.

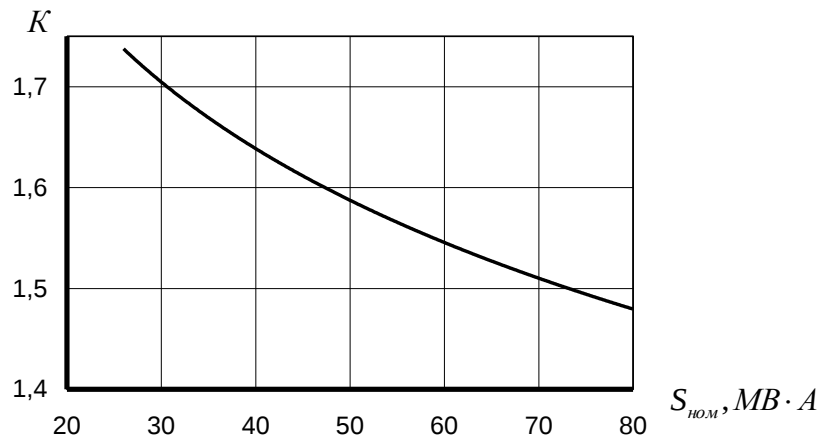


Рис.7.25. Залежність K від $S_{ном}$.

Задача 7.4. Вибрати групові реактори розподільного пристрою 10,5 кВ LR1 та LR2 (рис.7.26) з максимальним струмом по 600 А кожен при умові обмеження струму к.з. в точці К до 15 кА для двох випадків:

- лінії працюють паралельно (секційний вимикач СВ 2 ввімкнений);
- кабельні лінії працюють роздільно (СВ 2 розімкнений).

Довжина траси кабелю 2,5 км; $X_0=0,077$ Ом/км; $r_0=0,167$ Ом/км.

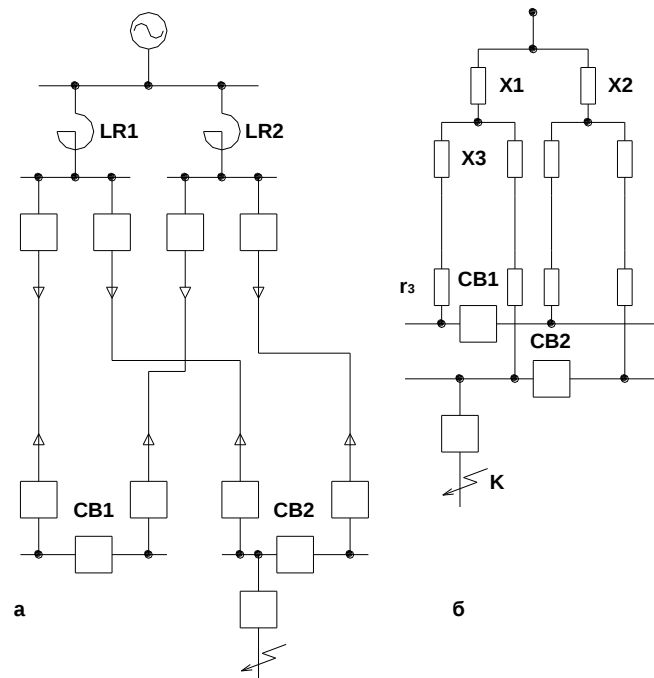


Рис.7.26. Схема електропостачання та схема її заміщення.

Розв'язання. За базисні величини приймемо $S_{\delta}=100$ МВ·А; $U_{\delta}=10,5$ кВ,

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Визначимо опір елементів схеми заміщення, де X_1 та X_2 розрахунковий опір реакторів LR1, LR2; індуктивний опір кабельної лінії

$$X_3 = X_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0,077 \cdot 2,5 \frac{100}{10,5^2} = 0,18 \text{ в.о.};$$

активний опір кабельної лінії

$$r_3 = r_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0,167 \cdot 2,5 \frac{100}{10,5^2} = 0,38 \text{ в.о.};$$

Оцінимо значення струму к.з. у точці К без реакторів для паралельної роботи КЛ.

При паралельній роботі ліній:

- результуючий опір

$$Z_{\text{пар}} = \sqrt{\left(\frac{X_3}{2}\right)^2 + \left(\frac{r_3}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{0,18}{2}\right)^2 + \left(\frac{0,38}{2}\right)^2} = 0,21 \text{ в.о.}$$

- струм к.з.

$$I_{0,0\text{пар}} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\text{пар}}} = \frac{5,5}{0,21} = 26,16 \text{ кА,}$$

що більше бажаного струму (15 кА).

Виберемо реактори при паралельній роботі КЛ, тобто при замкнених секційних вимикачах СВ.

Запишемо результуючий опір відносно точки К з урахуванням опору реакторів:

$$Z_{\text{пар.р}} = \sqrt{\left(\frac{X_1 + X_2}{2}\right)^2 + \left(\frac{r_3}{2}\right)^2} = \sqrt{(0,5X_1 + 0,09)^2 + 0,19^2}.$$

Згідно з рівнянням

$$I_{0,0\text{пар.р}} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\text{пар.р}}}.$$

і за умовою задачі струм к.з. у точці К дорівнює 15 кА. Підставляючи числові значення величин, визначимо розрахунковий опір реактора при

паралельній роботі кабельних ліній:

$$15 = \frac{5,5}{\sqrt{(0,5X_1 + 0,09)^2 + 0,19^2}},$$

звідки $X_1=0,445$ в. о, або, скориставшись формулою (5.4),

$$X_{p.p} = X_1 \frac{U_{ном}^2}{S_{\delta}} = 0,445 \frac{10,5^2}{100} = 0,404 \text{ Ом.}$$

Згідно з [7] для LR1 та LR2 приймемо реактори типу РБ–10–630-0,56УЗ.

При роздільній роботі кабельних ліній

результуючий опір

$$Z_{розд} = \sqrt{X_3^2 + r_3^2} = \sqrt{0,18^2 + 0,38^2} = 0,42 \text{ в.о.}$$

Струм к.з. в точці К

$$I_{0,0розд} = \frac{I_{\delta}}{Z_{розд}} = \frac{5,5}{0,42} = 13,1 \text{ кА,}$$

що менше бажаного струму к.з. і тому реактори LR1 та LR2 для цього випадку не потрібні.

Задача 7.5. Визначити економічно доцільний спосіб обмеження струму короткого замикання до 12 кА на стороні 10,5 кВ двотрансформаторної підстанції 115/10,5 кВ. Потужність к.з. на шинах ВН підстанції складає 2000 МВ·А. Номінальна потужність кожного трансформатора 25 МВ·А, $U_K=10,5\%$.

Розв’язання. Для виявлення необхідності обмеження струму к.з. визначимо струм к.з. на напрузі 10,5 кВ знижувальної підстанції при паралельній роботі трансформаторів.

За базисні умови приймемо такі дані: $S_{\delta}=25$ МВ·А; $U_{\delta}=10,5$ кВ; базисний струм

$$I_{\delta} = S_{\delta} / (\sqrt{3} \cdot U_{\delta}) = 25 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1,37 \text{ кА.}$$

За даних базисних умов опір системи

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\delta}} = \frac{25}{2000} = 0,0125 \text{ в.о.}$$

Струм к.з. на шинах 10,5 кВ при паралельній роботі трансформаторів

$$I_{0,0\text{пар}} = \frac{I_{\delta}}{X_c + 0,5X_{\text{тр}}} = \frac{1,37}{0,0125 + 0,5 \cdot 0,105} = 21,1 \text{ кА},$$

де опір трансформатора

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 25}{100 \cdot 25} = 0,105 \text{ в.о.}$$

Через те що струм к.з. 21,1 кА значно більший від допустимого (12 кА), його необхідно обмежити. Перш за все оцінимо струмообмежуючий ефект при роздільній роботі трансформаторів, що не потребує додаткових капіталовкладень:

$$I_{0,0\text{розд}} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{\text{тр}}} = \frac{1,37}{0,0125 + 0,105} = 11,7 \text{ кА},$$

що менше 12 кА - бажаного значення струму к.з.

Таким чином, досягнемо бажаних результатів в обмеженні струму к.з. при роздільній роботі трансформаторів, тому інші способи не розглядаються.

Задача 7.6. Порівняти струми к.з. в точці К розподільних пристроїв 10,5 кВ двох двотрансформаторних підстанцій (рис.7.27) при використанні на одній підстанції трансформаторів типу ТДН-80000110, а на другій – ТРДН-80000110. Трансформатори на підстанціях працюють роздільно. Потужність к.з. на шинах 110 кВ складає 8000 МВ·А.

Розв'язання. За базисні величини приймемо $S_{\delta}=S_{\text{ном}}=80 \text{ МВ·А}$; $U_{\delta}=10,5 \text{ кВ}$; базисний струм

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,4 \text{ кА}.$$

Опір системи

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{к}}} = \frac{80}{8000} = 0,01 \text{ в.о.}$$

За даними [7] визначимо параметри трансформаторів для визначення опору в схемах заміщення (рис. 7.28,а,б).

Для трансформатора ТДН-80000/110 $U_{\text{к}}=10,5\%$;

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}\%}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 80}{100 \cdot 80} = 0,105 \text{ в.о.}$$

Для трансформатора ТРДН-80000/110 $U_{\text{к.ВН-НН1//НН2}}=10,5\%$; $U_{\text{к.НН1-НН2}}=30\%$, і відповідно

$$X_{\text{ВН-НН1//НН2}} = \frac{U_{\text{к.ВН-НН1//НН2}\%}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 80}{100 \cdot 80} = 0,105 \text{ в.о.};$$

$$X_{\text{НН1-НН2}} = \frac{U_{\text{к.НН1-НН2}\%}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{30 \cdot 80}{100 \cdot 80} = 0,3 \text{ в.о.};$$

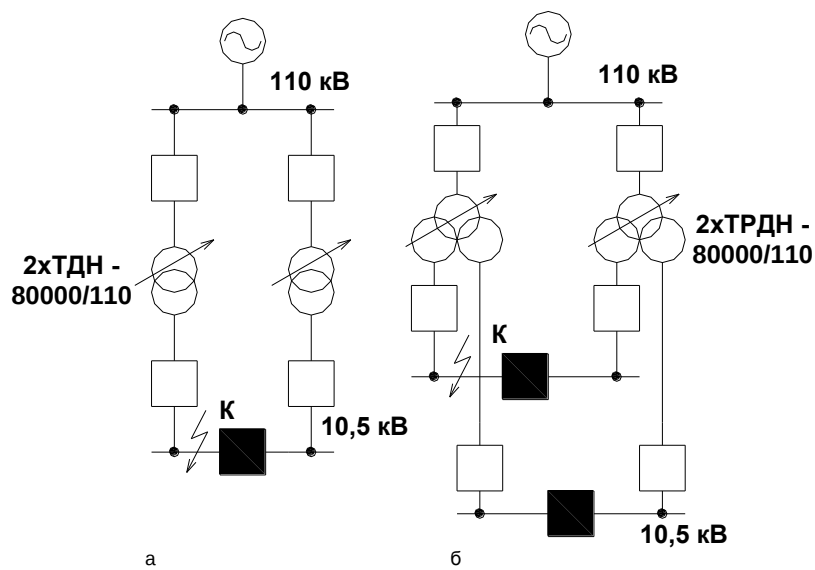


Рис.7.27. Схема електропостачання (до задачі 7.6)

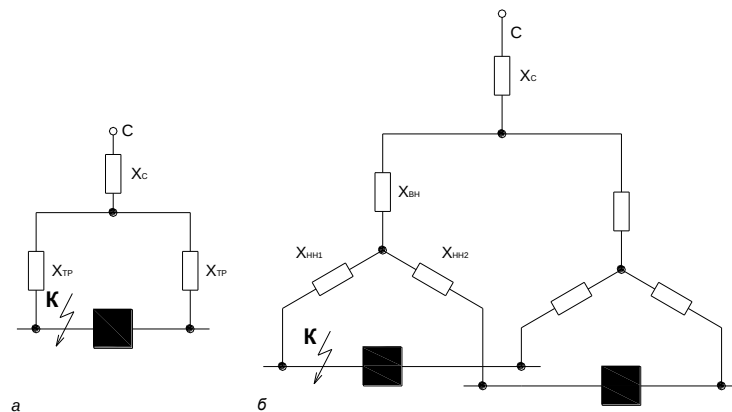


Рис.7.28. Схема заміщення підстанцій згідно з рис. 7.27.: а – з трансформаторами ТДН–80000/110; б – з трансформаторами ТРДН–80000/100.

Коефіцієнт розщеплення визначимо за (4.21):

$$K_p = \frac{0,3}{0,105} = 2,9.$$

Згідно з (4.22) та (4.23) обчислимо опори схеми заміщення (див. рис. 7.27,б):

$$X_{вн} = 0,105(1 - 0,25 \cdot 2,9) = 0,029 \text{ в.о.};$$

$$X_{нн1} = X_{нн2} = 0,105 \cdot 0,5 \cdot 2,9 = 0,152 \text{ в.о.}$$

Далі визначимо струми к.з. у точках К (див. рис. 7.28):

для схеми заміщення а

$$I_{0,0} = \frac{I_\delta}{X_c + X_{тр}} = \frac{4,4}{0,01 + 0,105} = 41,5 \text{ кА};$$

для схеми заміщення б

$$I_{0,0} = \frac{I_\delta}{X_c + X_{вн} + X_{нн1}} = \frac{4,4}{0,01 + 0,029 + 0,152} = 23,0 \text{ кА.}$$

Таким чином, використання трансформаторів з розщепленими обмотками НН при незмінних значеннях решти показників дало змогу понизити струм к.з. на обмотках НН в 1,8 раза.

Задача 7.7. На однострансформаторній підстанції встановлено трансформатор типу ТРДН-80000/110 з $P_k=310$ кВт, $P_x=58$ кВт. Визначити річні втрати електроенергії для двох режимів максимального навантаження обмоток НН:

$$\text{а) } S_{нн1\text{макс}} = S_{нн2\text{макс}} = 0,4S_{\text{ном}};$$

$$\text{б) } S_{нн1\text{макс}} = 0,6S_{\text{ном}}; \quad S_{нн2\text{макс}} = 0,2S_{\text{ном}}.$$

Число годин використання максимального, навантаження для всіх режимів $T_{\text{макс}}=7000$ год. Для обох режимів $S_{вн\text{макс}}=0,8S_{\text{ном}}$.

Розв'язання. Річні втрати електроенергії W у трансформаторі з розщепленими обмотками НН визначимо за (7.36) з використанням числа годин максимальних втрат з урахуванням такого:

- втрати потужності при досліді к.з. P_k розподіляються рівномірно між

обмоткою вищої напруги та обмотками НН1 і НН2 тобто:

$$P_{к.ВН} = 0,5P_k = 0,5 \cdot 310 = 155 \text{ кВт};$$

- залишок $P_k - P_{к.ВН} = 0,5P_k$ у свою чергу розподіляється рівномірно між кількістю розщеплених обмоток НН

$$P_{к.НН1} = P_{к.НН2} = \frac{P_k - P_{к.ВН}}{2} = 0,25P_k = 0,25 \cdot 310 = 77,5 \text{ кВт};$$

номінальна потужність обмоток НН $S_{НН1} = S_{НН2} = 0,5 \cdot S_{НОМ}$.

Оскільки число годин використання максимального навантаження $T_{\text{макс}}$ однакове для всіх режимів і складає 7000 год, визначимо число годин максимальних втрат за рік: $\tau_{\text{макс}} = 5400$ год.

$$W = P_x \cdot 8760 + \left[P_{к.ВН} \left(\frac{S_{ВН\text{макс}}}{S_{ВН\text{ном}}} \right)^2 + P_{к.НН1} \left(\frac{S_{НН1\text{макс}}}{S_{НН1\text{ном}}} \right)^2 + P_{к.НН2} \left(\frac{S_{НН2\text{макс}}}{S_{НН2\text{ном}}} \right)^2 \right] \tau_{\text{макс}},$$

Підставляючи числові значення величин, для режиму а та б, визначаємо річні втрати електроенергії:

для режиму а

$$\begin{aligned} W &= 58 + 8760 + \left[155 \left(\frac{0,8S_{НОМ}}{S_{НОМ}} \right)^2 + 77,5 \left(\frac{0,4S_{НОМ}}{0,5S_{НОМ}} \right)^2 + 77,5 \left(\frac{0,4S_{НОМ}}{0,5S_{НОМ}} \right)^2 \right] 5400 = \\ &= 1,57944 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

для режиму б

$$\begin{aligned} W &= 58 + 8760 + \left[155 \left(\frac{0,8S_{НОМ}}{S_{НОМ}} \right)^2 + 77,5 \left(\frac{0,6S_{НОМ}}{0,5S_{НОМ}} \right)^2 + 77,5 \left(\frac{0,2S_{НОМ}}{0,5S_{НОМ}} \right)^2 \right] 5400 = \\ &= 1,71336 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Як бачимо, нерівномірне навантаження розщеплених обмоток НН при однаковому навантаженні обмотки ВН призводить до збільшення втрат електроенергії у трансформаторі.

Розділ 8. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ У РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЯХ

Вибір перерізу провідників у розподільних пристроях (гнучкі та жорсткі шини, кабельні лінії, ізолювані та неізолювані проводи) включає:

- 1) вибір перерізу за робочими режимами;
- 2) перевірку вибраного перерізу на відповідність аварійному режиму - режиму к.з.;
- 3) перевірку за умовами корони.

8.1. Вибір перерізу провідників за робочими режимами

Робочий режим електроустановки, а звідси і її струмоведучих елементів, характеризується струмами нормального та максимального режимів.

Провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимоги тривалодопустимого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режиму. У зв'язку з цим переріз провідників вибирають за економічно вигідною густиною струму для нормального режиму роботи електроустановки та перевіряють за граничною тривало допустимою температурою $t_{\text{доп}}$ поверхні провідника при максимальному режимі.

Економічно вигідний переріз провідника, мм^2 :

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}}$$

де $I_{\text{н}}$ - струм нормального робочого режиму, А;

$j_{\text{ек}}$ - нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/м^2 , що вибирається за даними табл. 8.1.

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{\text{ек}}$ заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{\text{ст}}$.

Слід зауважити, що умовам вибору перерізу провідників за економічно

вигідною густиною струму не підлягають:

- збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих і закритих розподільних пристроїв усіх напруг;
- мережі промислових підприємств і мережі напругою до 1 кВ при $T_{\text{макс}}$ до 4000...5000 год в рік;
- мережі тимчасових споруд;
- мережі освітлення промислових підприємств, житлових і громадських будинків тощо.

Згідно з даними табл. 8.1, економічно вигідна густина струму $j_{\text{ек}}$ залежить від матеріалу провідника, його ізоляції, а також від числа годин використання максимуму навантаження $T_{\text{макс}}$ електроустановки, котре характеризує число годин роботи електроустановки з максимальним незмінним у часі навантаженням, за яке буде спожита (вироблена) така сама кількість електроенергії, що і при роботі електроустановки за реальним добовим графіком навантаження протягом року.

Число годин використання максимуму навантаження задається або обчислюється на основі графіків навантаження.

Таблиця 8.1

Економічно вигідна густина струму

Провідник	Економічно вигідна густина струму, А/мм ² , при числі годин використання максимуму навантаження в рік $T_{\text{макс}}$, год		
	від 1000 до 3000	від 3000 до 5000	понад 5000
Неізольовані проводи та шини:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою та проводи з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з жилами:			
мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,5	3,1	2,7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Перевірка вибраного стандартного перерізу $S_{ст}$ за граничною тривало допустимою температурою при максимальному режимі провадиться для всіх видів провідників - шин, кабелів, проводів. Тривало допустима максимальна температура $t_{доп}$ провідників нормується або умовою підвищеного окислення контактних з'єднань для неізолюваних провідників, або умовою швидкого старіння ізоляції для ізолюваних провідників. Так, максимальна тривало допустима температура $t_{доп}$ для неізолюваних проводів і шин прийнята $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при температурі повітря $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, для кабелів напругою до 35 кВ з ізоляцією із просоченого кабельного паперу залежно від номінальної напруги знаходиться у межах $50...80^{\circ}\text{C}$ [7].

З урахуванням максимальних тривало допустимих температур $t_{доп}$, а також прийнятих оптимальних значень температур навколишнього середовища $t_{опт.с}$ (для повітря 25°C , для землі та води 15°C) для різних видів провідників стандартного перерізу та їх ізоляції експериментально отримані [7] максимальні значення тривало допустимих струмів, які надалі називатимемо допустимими струмами.

Провідник задовольняє умову нагрівання його до тривало допустимої температури при максимальному режимі, якщо виконується залежність

$$K_{нав} I_{доп} \geq I_{макс}, \quad (8.1)$$

де $K_{нав}$ - допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі, більший за одиницю.

Для шин, неізолюваних проводів, а також кабельних ліній напругою $20...35\text{ кВ}$ $K_{нав}=1$, тобто їх перевантаження в максимальному режимі недопустиме і

$$I_{доп} \geq I_{макс}.$$

Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою маслом ізоляцією, які частину доби мають навантаження менше за номінальне, може допускатися тимчасове перевантаження (табл. 8.2).

На період ліквідації післяаварійного режиму допускається перевантаження

для кабелів з поліетиленовою ізоляцією до 10%, з полівінілхлоридною ізоляцією до 15% номінального на період максимуму навантаження, що триває не більше 6 годин на добу протягом 5 діб, якщо навантаження решти часу доби не перевищує номінальне.

Таблиця 8.2

**Допустиме систематичне перевантаження $I_{\text{макс}}/I_{\text{доп}}$ для кабелів
напругою до 10 кВ з паперовою просоченою маслом ізоляцією**

Коефіцієнт попереднього навантаження $I_H/I_{\text{доп}}$	Види прокладки кабеля	Допустиме перевантаження $I_{\text{макс}}/I_{\text{доп}}$ відносно номінального протягом, год		
		0,5	1,0	3,0
0,6	У землі	1,35	1,30	1,15
	У повітрі	1,25	1,15	1,10
	У трубах (у землі)	1,20	1,10	1,00
0,8	У землі	1,20	1,15	1,10
	У повітрі	1,15	1,10	1,05
	У трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Кабелі з паперовою просоченою маслом ізоляцією напругою до 10 кВ на період ліквідації післяаварійного режиму також допускають перевантаження протягом 5 діб у межах, вказаних у табл. 8.3;

Для КЛ, що знаходяться у роботі понад 15 років, перевантаження повинно бути зменшене, на 10%.

Якщо фактична температура навколишнього середовища $t_{\text{ф.с}}$ відмінна від оптимальної температури $t_{\text{опт}}$, то потрібно внести відповідні корективи в табличне значення допустимого струму $I_{\text{доп}}$.

Нове значення допустимого струму з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища $I_{\text{доп}}$ визначається із співвідношення

$$K_t^2 = \left(\frac{I'_{\text{доп}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = \frac{t_{\text{доп}} - t_{\text{ф.с}}}{t_{\text{доп}} - t_{\text{опт.с}}} \quad (8.2)$$

З допомогою аналогічного за формою співвідношення можна знайти

початкову температуру провідника $t_{\text{поч}}$ при струмі I , відмінному від допустимого $I_{\text{доп}}$, для даного перерізу при оптимальній температурі середовища:

$$\left(\frac{I}{I_{\text{доп}}}\right)^2 = \frac{t_{\text{поч}} - t_{\text{опт.с}}}{t_{\text{доп}} - t_{\text{опт.с}}}. \quad (8.3)$$

Таблиця 8.3

Допустиме аварійне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченого маслом ізоляцією на період ліквідації після аварійного режиму

Коефіцієнт попереднього навантаження $I_H/I_{\text{доп}}$	Види прокладки кабеля	Допустиме перевантаження $I_{\text{МАКС}}/I_{\text{доп}}$ відносно номінального протягом, год		
		1,0	2,0	6,0
0,6	У землі	1,50	1,35	1,25
	У повітрі	1,35	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20
	У повітрі	1,30	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

При змішаній прокладці кабелю (повітря – земля) значення допустимого струму $I_{\text{доп}}$ повинне прийматися для ділянки траси з найгіршими умовами охолодження, якщо довжина ділянки перебільшує 10 м. Для цього випадку рекомендується застосовувати кабельні вставки більшого перерізу.

Слід зауважити, що табличні значення допустимого струму наведені для одинично прокладених кабелів у повітрі, в землі у трубах або без них. При прокладанні кількох кабелів у землі (у трубах або без них) значення допустимого струму повинні бути зменшені шляхом введення коефіцієнтів, наведених у табл., 8.4. При цьому не враховуються резервні кабелі.

Для кабелів, прокладених у повітрі, всередині або поза спорудами, за будь-якої їх кількості, поправочний коефіцієнт $K_k = 1$.

Отже, умова перевірки обраного попередньо стандартного перерізу

провідника на нагрівання його струмами максимального режиму в загальному вигляді:

$$I_{\text{доп}} K_{\text{нав}} K_t K_K \geq I_{\text{макс}}, \quad (8.4)$$

або

$$I_{\text{доп}} K \geq I_{\text{макс}},$$

Таблиця 8.4

Поправочний коефіцієнт K_K , на кількість працюючих кабелів, що лежать один біля одного в землі (у трубах або без них)

Відстань між кабелями, мм	Поправочний коефіцієнт K_K при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

де $K_{\text{нав}}$ - допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі;

K_t - поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища (8.2);

K_K - поправочний коефіцієнт на кількість діючих кабелів, що лежать один біля одного в землі;

$K = K_{\text{нав}} K_t K_K$ - підсумовуюче значення поправочних коефіцієнтів.

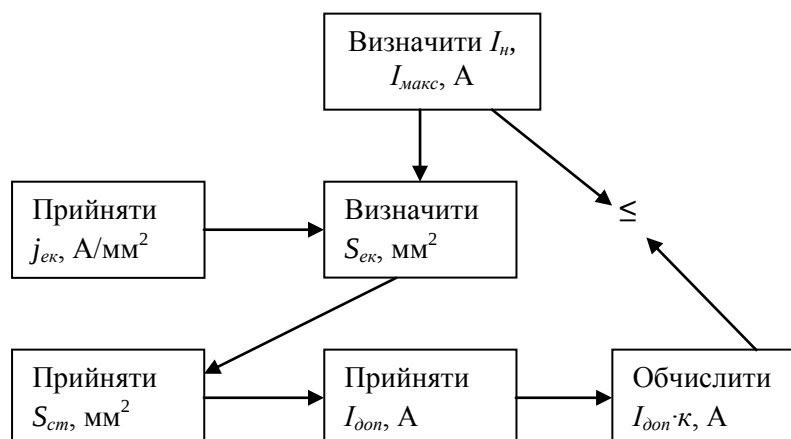


Рис. 8.1. Алгоритм вибору перерізу провідника за економічною густиною струму для нормального режиму та результатами перевірки його на нагрівання тривалим струмом максимального режиму

У табл. 8.5 даються рекомендації щодо вибору типу кабелів залежно від способу їх прокладки.

Таблиця 8.5

Кабелі, що рекомендуються для прокладки в землі та повітрі

Вид прокладки кабелю	З паперовою просоченою маслом ізоляцією	З пластмасовою та гумовою ізоляцією
У землі (у траншеях):		
без блукаючих струмів при наявності блукаючих струмів	ААШв, ААШп, ААПл ААШП, ААБ2п, ААП2л	АПвБбШв, АВБбШв АПАШв, АПАШП, АВАШв
Прокладка у тунелях, каналах, виробничих приміщеннях, напівповерхах:		
сухих вологих вологих з високою корозійною активністю Прокладка у пожежонебезпечних приміщеннях	ААГ, ААШв, ААБлГ, ААШв, ААБлГ, ААБв ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв ААГ, ААШв, ААБвГ	АВВГ, АВРГ АВВБГ, АВРБГ АВБбШв, АПАШв АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВБвГ, АВБбШв

Задачі з вибору перерізу провідників за робочими режимами складені для окремих приєднань елементів принципової електричної схеми ТЕЦ, зображеної на рис.3.1, до розподільних пристроїв.

Задача 8.1. Вибрати переріз алюмінієвих шин, що з'єднують трансформатор ТДЦН-80000/220 зі збірними шинами ГРП ТЕЦ напругою 10,5 кВ (рис.3.1). У нормальному режимі навантаження кожного трансформатора складав 63% його номінальної потужності, при вимкненні одного з них навантаження трансформатора, що залишився в роботі, перевищує його номінальну потужність на 26%. Час використання максимального навантаження трансформаторів $T_{\text{макс}}=6500$ год. Температуру середовища прийняти 25°C.

Розв'язання. Згідно з блок-схемою (рис. 8.1) визначимо робочі струми нормального та максимального режимів роботи трансформаторів.

$$I_H = \frac{0,63 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,63 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2770 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,26 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,26 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5550 \text{ А}.$$

Для алюмінієвих шин при $T_{\text{макс}} = 6500$ год. економічно вигідна густина струму $j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2$ (табл. 8.1) і тому площа економічно вигідного перерізу

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_H}{j_{\text{ек}}} = \frac{2770}{1} = 2770 \text{ мм}^2.$$

Для зв'язку трансформаторів, з ГРП ТЕЦ можна використати алюмінієві шини таких профілів із найближчими значеннями стандартних перерізів відносно економічно вигідного:

1) шини коробчастого перерізу [7]

$$S_{\text{ст}} = 2 \cdot 1785 = 3570 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 2770 \text{ мм}^2.$$

Поправки на значення допустимого струму $I_{\text{дон}}$ не потрібні, тому що ми маємо справу з жорсткими шинами при оптимальній температурі навколишнього середовища, тобто

$$KI_{\text{доп}} = 1 \cdot 5650 = 5650 \text{ А}.$$

Перевіримо обраний стандартний переріз коробчастих шин на нагрівання струмами максимального режиму, використовуючи умову (8.1):

$$I_{\text{доп}} = 5650 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 5550 \text{ А}.$$

Як бачимо, умова виконується і температура поверхні шини за максимального режиму буде меншою від 70°C .

Надлишкова площа перерізу відносно економічно вигідної

$$\Delta S = \frac{S_{\text{ст}} - S_{\text{ек}}}{S_{\text{ек}}} 100 = \frac{3570 - 2770}{2770} 100 = 29\%;$$

2) шини трубчасті квадратні

$$S_{\text{ст}} = 4040 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 2770 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{доп}} = 5880 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 5550 \text{ А},$$

$$\Delta S = \frac{4040 - 2770}{2770} 100 = 46\%;$$

3) шини трубчасті круглі

$$S_{\text{ст}} = 3800 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 2770 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{доп}} = 5720 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 5550 \text{ А},$$

$$\Delta S = \frac{3800 - 2770}{2770} 100 = 37\%.$$

Таким чином, найбільш економічними є алюмінієві шини коробчастого перерізу, які і приймаємо для зв'язку трансформатора в ГРП ТЕЦ.

Задача 8.2. Вибрати, переріз алюмінієвих шин (матеріал АД31Т) в колі трансформатора власних потреб ТДНС-10000/10 (див. рис. 3.1). Максимальна температура повітря у розподільному пристрої $t_{\text{ф.с}} = 30^\circ\text{C}$, $T_{\text{макс}} = 7500$ год.

Розв'язання. Робочі струми нормального та максимального режиму обчислюємо за рівняннями (3.3) та (3.4):

$$I_{\text{н}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А}.$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{384,9}{1,0} = 384,9 \text{ мм}^2,$$

де при $T_{\text{макс}} = 7500$ год. економічно вигідна густина струму $j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2$ (табл. 8.1).

Для економічно вигідних перерізів провідників площею до 1200 мм^2 знаходять широке застосування алюмінієві шини прямокутного перерізу (одна смуга на фазу).

Із збільшенням перерізу (до 2400 мм^2) можна застосувати пакет шин прямокутного перерізу, але не більше двох смуг у пакеті на фазу. При подальшому збільшенні економічно вигідного перерізу за рахунок підвищення струму нормального режиму елементи систем електропостачання вживають

шини фасонного перерізу - коробчасті, трубчасті та ін.

Для даного випадку, коли $S_{ек}=384,9 \text{ мм}^2$, приймемо алюмінієві шини прямокутного перерізу з найближчим стандартним перерізом до економічно вигідного $S_{ст}=360 \text{ мм}^2$ (60 х 6 мм) [1].

Допустиме значення струму для цього перерізу $I_{доп}=870 \text{ А}$. Через те що температура в розподільному пристрої відмінна від оптимальної, для якої складені таблиці допустимих струмів, визначимо за (8.2) допустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{доп} = I_{доп} \sqrt{\frac{t_{доп} - t_{ф.с}}{t_{доп} - t_{опт.с}}} = 870 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 820 \text{ А}.$$

Умова перевірки вибраного стандартного перерізу $S_{ст} = 360 \text{ мм}^2$ на нагрівання струмами максимального режиму виконується

$$I'_{доп} = 820 \text{ А} > I_{макс} = 769,8 \text{ А},$$

і отже вибір провідників за робочими режимами дає змогу застосувати в колі ТВП алюмінієві шини прямокутного перерізу 60х6 мм (360 мм²).

Задача 8.3. Вибрати переріз кабелів з алюмінієвими жилами на напругу 10кВ для електропостачання розподільного пункту P_{n-1} (рис.3.1). Максимальне навантаження P_{n-1} складає 8 МВт при $\cos\phi=0,9$. Споживачі розподільного пункту належать до першої категорії за надійністю. Кабелі прокладені в землі в одній траншеї з відстанню між ними 100 мм; температура землі 15°C. Добовий графік навантаження P_{n-1} зображений на рис.8.2. Знайти перевантаження кабелю на період ліквідації після аварійного режиму.

Розв'язання. Електропостачання споживачів I категорії повинно забезпечуватися від двох незалежних джерел електроенергії (рис.3.1). У нормальному режимі в роботі знаходиться дві КЛ, що з'єднують P_{n-1} з різними секціями ГРП ТЕЦ. Максимальний режим роботи системи електропостачання P_{n-1} виникає тоді, коли з різних причин одна із КЛ буде вимкнена. З цих міркувань струм нормального та максимального режимів КЛ обчислюємо за

формулами:

$$I_H = \frac{P_{\max}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{8 \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 244,4 \text{ А},$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 488,8 \text{ А}.$$

Для визначення економічно вигідного перерізу потрібно знати $j_{\text{ек}}$, яке в свою чергу залежить від $T_{\max}$. Оскільки число годин використання максимального навантаження в умові задачі не дано, то $T_{\max}$ обчислимо, скориставшись добовим графіком навантаження P_{n-1} (рис. 8.2).

Визначимо кількість електроенергії, необхідної для роботи споживачів, що приєднані до P_{n-1} згідно з графіком (рис. 8.2):

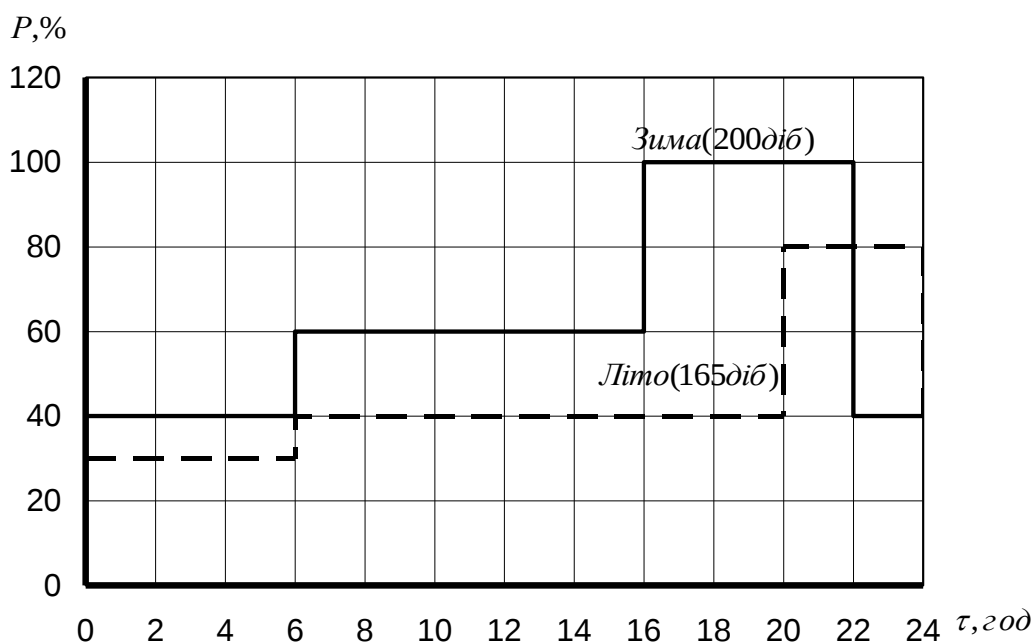


Рис. 8.2. Графік навантаження розподільного пункту P_{n-1} .

$$W = T \sum_{i=1}^n P_i \tau_i,$$

де T - число діб роботи електроустановки із заданим графіком навантаження;

n - число ступеней графіка з незмінною потужністю;

P_i, τ_i - незмінна потужність даного ступеню графіка та час її дії.

Для зимового періоду

$$W_3 = 200 \left(\frac{40}{100} 8000 \cdot 6 + \frac{60}{100} 8000 \cdot 10 + \frac{100}{100} 8000 \cdot 6 + \frac{40}{100} 8000 \cdot 2 \right) = 24320000 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

для літнього періоду

$$W_{\text{л}} = 165 \left(\frac{30}{100} 8000 \cdot 6 + \frac{40}{100} 8000 \cdot 14 + \frac{80}{100} \cdot 4 \right) = 13992000 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Усього на рік потрібно $W_p = W_3 + W_{\text{л}} = 38312000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії.

При максимумі навантаження РП 8000 кВт цю енергію можна спожити за 4789 год.

$$T_{\text{макс}} = \frac{W_p}{P_{\text{макс}}} = \frac{38312000}{8000} = 4789 \text{ год}.$$

Для такого числа годин використання максимального навантаження та кабелів з алюмінієвими жилами і паперовою просоченою маслом ізоляцією економічно вигідна густина струму $j_{\text{ек}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ (табл. 8.1) і тому

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{244,4}{1,4} = 174,57 \text{ мм}^2.$$

Отже, з економічних міркувань оберемо найближче значення стандартного перерізу 185 мм^2 з допустимим струмом 310 А для напруги 10 кВ. Перевірку кабелю на нагрівання його струмом максимального режиму виконаємо за рівнянням:

$$I_{\text{доп}} K_{\text{нав}} K_{\text{т}} K_{\text{к}} \geq I_{\text{макс}},$$

де поправочні коефіцієнти $K_{\text{т}} = 1$, $K_{\text{к}} = 0,9$ (табл. 8.4), а допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі $K_{\text{нав}}$, не зважаючи на те, що коефіцієнт попереднього навантаження кабелю

$$\frac{I_{\text{н}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{244,4}{310} = 0,788 \approx 0,8,$$

також дорівнює одиниці, $K_{\text{нав}} = 1$, бо перевантаження в часі перевищує 3

год, а саме 6 годин (табл. 8.2 та рис. 8.2).

Таким чином, умова (8.4) не виконується, бо

$$310 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 \text{ А} < 488,8 \text{ А},$$

і кабель з алюмінієвими жилами перерізом 185 мм^2 не проходить за умовою нагріву його струмом максимального режиму. Як бачимо, домінуючим фактором у виборі кабелю є не економічно вигідний переріз, а нагрівання кабелю в максимальному режимі, чому можна завадити, збільшивши його переріз.

Для напруги 10 кВ промисловість випускає кабелі з максимальним перерізом алюмінієвої жили $S_{\text{ст}}=240 \text{ мм}^2$ і допустимим струмом 355 А, що також не задовольняє за нашими розрахунками умову (8.4). Тому для однієї кабельної лінії, що зв'язує P_{n-1} ГРП ТЕЦ, потрібні два кабелі. Оскільки таких ліній дві, то в траншеї буде чотири кабелі і при цьому поправка $K_k=0,8$ (табл. 8.4). Через те що $K_{\text{нав}}=1$ і $K_t=1$, то прийнявши в (8.4) знак рівності, матимемо мінімальне допустиме значення струму для двох кабелів однієї лінії

$$I_{\text{доп.мін}} = \frac{I_{\text{макс}}}{K_{\text{нав}} K_t K_k} = \frac{488,8}{1 \cdot 1 \cdot 0,8} = 611 \text{ А}.$$

Згідно з [7] для монтажу потрібно прийняти для однієї лінії два кабелі з алюмінієвими жилами та паперовою ізоляцією і перерізом однієї жили $S_{\text{ст}}=185 \text{ мм}^2$ (допустимий струм $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$). У цьому випадку умова (8.4) виконується, бо для двох кабелів

$$2I_{\text{доп}} K_{\text{нав}} K_t K_k = 2 \cdot 310 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 496 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 488 \text{ А}.$$

Врешті, для однієї лінії зв'язку P_{n-1} з головним РП ТЕЦ вибираємо два кабелі типу ААШв (див. табл. 8.5), а саме: 2хААШв-10-3х185.

Для визначення допустимого перевантаження кабелю на період ліквідації після аварійного режиму звернемося до графіка навантаження P_{n-1} (рис.8.2) і таблиці допустимих аварійних перевантажень (табл.8.3). Через те що з максимальним навантаженням 8 МВт одна лінія працюватиме 6 год, а коефіцієнт її попереднього навантаження

$$\frac{I_n}{2I_{\text{доп}} K_{\text{нав}} K_t K_k} = \frac{244,4}{496} = 0,49,$$

то згідно з даними табл. 8.3 допустиме перевантаження дорівнюватиме 1,25 і через кабельну лінію 2хААШв-10-3х185 можна в після аварійному режимі пропустити струм

$$I_{\text{ав.макс}} = 1,25 \cdot 2I_{\text{доп}} K_{\text{нав}} K_t K_k = 1,25 \cdot 2 \cdot 310 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 620 \text{ А},$$

протягом п'яти діб і не більше 6 год на добу.

8.2 Перевірка вибраного перерізу провідників на термічну стійкість до струмів к.з.

На термічну стійкість перевіряють усі провідники та апарати, окрім тих, що захищаються плавкими запобіжниками або встановлені в колах вимірювальних ТН.

Критерієм термічної стійкості провідників є кінцева температура їхнього нагріву при проходженні по них струму к.з. t_k , яка не повинна перевищувати короткочасно допустиму температуру $t_{\text{кр.доп}}$, тобто:

$$t_{\text{кр.доп}} > t_k.$$

Короткочасно допустима температура нормується і визначається механічною міцністю матеріалу провідника та теплостійкістю ізоляції. Значення короткочасно допустимих температур наведено у табл. 8.6.

Кінцева температура нагріву провідника при режимі к.з. обчислюється з допомогою номограми, зображеної на рис.8.3 з використанням рівняння

$$A_k = A_{\text{поч}} + \frac{B_k}{S_{\text{ст}}^2}, \quad (8.5)$$

де A_k - термічний коефіцієнт, що відповідає кінцевій температурі провідника після проходження по ньому струму к.з., $\text{А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$;

$A_{\text{поч}}$ - термічний коефіцієнт, що відповідає початковій температурі $t_{\text{поч}}$ провідника до режиму к.з., $\text{А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$;

B_k - тепловий імпульс струму к.з., $A^2 \cdot c$;

$S_{ст}$ - стандартний переріз провідника, вибраний за робочими режимами, $мм^2$.

Таблиця 8.6

Короткочасно допустимі температури провідників після проходження по них струму к.з.

<i>Характеристика провідників</i>	<i>$t_{кр.доп}$, °C</i>
Шини:	
мідні	300
алюмінієві	200
сталі, що не мають безпосереднього з'єднання з апаратами	400
сталі, що безпосередньо приєднанні до апаратів	300
Кабелі з паперовою просоченою маслом ізоляцією:	
до 10 кВ	200
до 220 кВ	125
Кабелі та ізольовані проводи з ізоляцією:	
полівінілхлоридною та гумовою	150
поліетиленовою	120
Алюмінієва частина сталіалюмінієвих проводів	200

Для спрощення розрахунків з перевірки перерізу провідників на термічну стійкість не обчислюють початкову температуру $t_{поч}$ провідника, а приймають її такою, що дорівнює тривало допустимій температурі $t_{доп}$. Вважаючи при цьому, що провідник після режиму к.з. досягне нормованого значення короткочасно допустимої температури $t_{кр.доп}$, термічна здатність може бути оцінена найменшим перерізом провідника, $мм^2$, термічно стійкого до струмів к.з., за рівнянням

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (8.6)$$

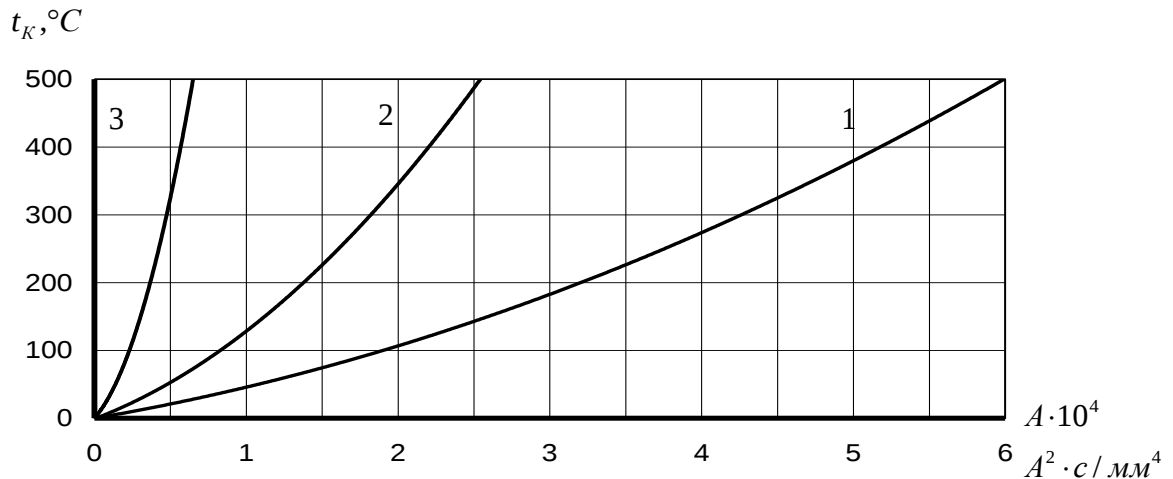


Рис. 8.3. Графік визначення кінцевої температури нагріву провідника струмом к.з.: 1 – з міді; 2 – з алюмінію; 3 – зі сталі.

Рівняння (8.6) отримали з (8.5), де замість $A_{\text{поч}}$ прийняли термічний коефіцієнт $A_{\text{доп}}$, що відповідає тривало допустимій температурі $t_{\text{доп}}$, а замість A_k - $A_{\text{кр.доп}}$ - термічний коефіцієнт, що відповідає короткочасно допустимій температурі $t_{\text{кр.доп}}$ для даного провідника. Коефіцієнт C у (8.6) дорівнює:

$$C = \sqrt{A_{\text{кр.доп}} - A_{\text{доп}}}.$$

Оскільки $t_{\text{доп}}$ та $t_{\text{кр.доп}}$ фіксовані для даного виду провідника і нормуються, то і значення C для нього також величина стала. У табл. 8.7 наведено значення коефіцієнта C для різних видів провідників.

У практиці розрахунків широко застосовується спрощений метод перевірки перерізу провідників на термічну стійкість до струмів к.з. за умовою:

$$S_{\text{ст}} \geq S_{\text{мін}}.$$

Вихідні дані для розрахунків:

- значення струмів к.з. у заданій точці схеми електропостачання (п.3.4);
- значення теплового імпульсу B_k (п.3.3);
- стандартний переріз провідника $S_{\text{СТ}}$, вибраний за робочими режимами (п. 8.1).

Таблиця 8.7

Значення коефіцієнта C , $A \cdot s^{1/2} / mm^2$

Провідник	C
Шини:	
мідні	170
алюмінієві	90
стальні при $t_{кр.дон} = 400\text{ }^{\circ}C$	70
стальні при $t_{кр.дон} = 300\text{ }^{\circ}C$	60
Кабелі до 10 кВ:	
з мідними жилами	140
з алюмінієвими жилами	90
Кабелі 20...35 кВ:	
з мідними жилами	105
з алюмінієвими жилами	70
Кабелі та ізолювані проводи з полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією:	
з мідними жилами	120
з алюмінієвими жилами	75
Кабелі та ізолювані проводи з поліетиленовою ізоляцією:	
з мідними жилами	103
з алюмінієвими жилами	65

Подальший розрахунок поданий блок-схемами перевірки провідників на термічну стійкість точним (рис. 8.5,а) і спрощеним (рис. 8.5,б) методами.

При перевірці кабелів на термічну стійкість треба пам'ятати таке:

- розрахунковою точкою струмів к.з. для одиничних кабелів приймається точка не початку кабельної лінії з боку джерела електроенергії, а для пучка з двох або більше паралельно з'єднаних кабелів - безпосередньо за пучком;
- для одиничних кабельних ліній зі змінним за довжиною перерізом розрахунковими точками при обчисленні струмів к.з. приймають точки на початку кожної ділянки нового перерізу у напрямі струмів к.з.;
- розщеплені проводи ліній передач при перевірці їх на нагрівання в умовах к.з. розглядаються як один провід сумарного перерізу.

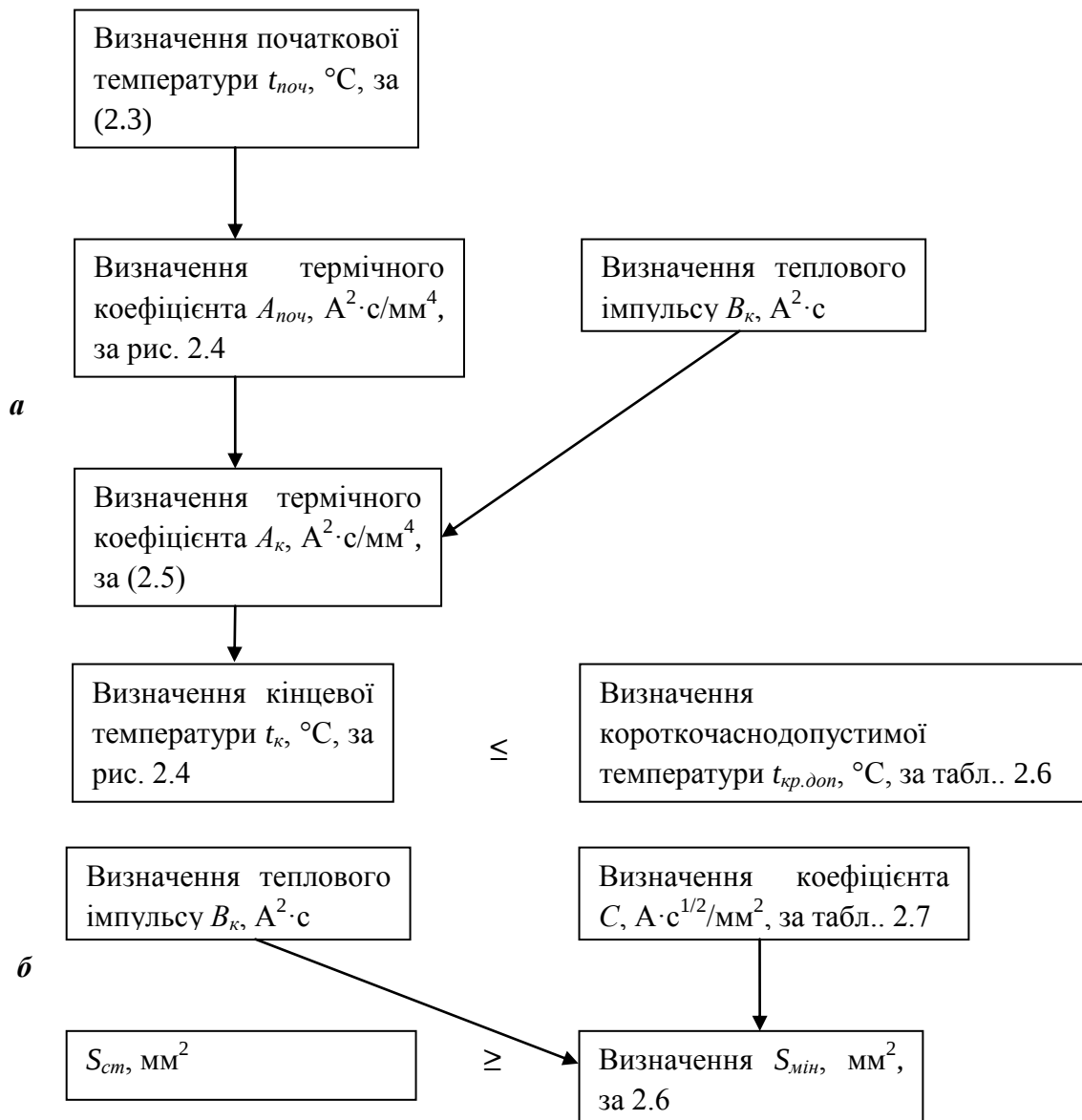


Рис.8.4. Блок-схема перевірки провідників на термічну стійкість: *а* - точним і *б* - спрощеним методом.

Наведені далі задачі є логічним продовженням задач п.8.2, де розглядалися приклади вибору перерізу провідників за робочими режимами.

Задача 8.4. Перевірити на термічну стійкість до струмів к.з. точним і спрощеним методами алюмінієві шини (АДО) коробчастого перерізу $S_{СТ}=2 \times 3435 = 6870 \text{ мм}^2$, що з'єднують генератор G1 ТВФ 100 ($\cos \varphi_{НОМ}=0,85$) з головним розподільним пристроєм 10,5 кВ ТЕЦ (див. рис.3.1). У колі генератора встановлений вимикач МГУ-20-90/9500 УЗ. Результат розрахунків струму к.з. наведений у табл. 3.3.

Розв’язання. Згідно з блок-схемою для точного методу перевірки перерізу на термічну стійкість потрібно визначити за (8.3) початкову температуру алюмінієвих шин, причому значення струму I , відмінного від допустимого $I_{\text{доп}}$ повинно бути максимальним, тобто має відповідати максимальному режиму. У цьому випадку співвідношення (8.3) набуває вигляду

$$\left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = \frac{t_{\text{пог}} - t_{\text{опт.с}}}{t_{\text{доп}} - t_{\text{опт.с}}},$$

звідки

$$t_{\text{поч}} = \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 (t_{\text{доп}} - t_{\text{опт.с}}) + t_{\text{опт.с}},$$

$$\text{де } I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95_{\cos \varphi_{\text{НОМ}}} } = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 6809,4 \text{ А};$$

$$t_{\text{доп}} = 70^{\circ}\text{C}; t_{\text{опт.с}} = 25^{\circ}\text{C}; I_{\text{доп}} = 7550 \text{ А [1]}.$$

За цих умов початкова температура шини до режиму к.з.:

$$t_{\text{поч}} = \left(\frac{6809,4}{7550} \right)^2 (70 - 25) + 25 = 61,6^{\circ}\text{C},$$

і значення термічного коефіцієнта $A_{\text{поч}}$, що відповідав цій температурі, дорівнює $0,5 \cdot 10^4 \text{ А} \cdot \text{с}(\text{мм}^4)$ (див. рис. 8.3).

Для визначення термічного коефіцієнта при кінцевій температурі $A_{\text{к}}$ потрібно обчислити тепловий імпульс $B_{\text{к}}$. Оскільки значення періодичної складової струму к.з. на початку режиму к.з. від генератора G1 менше, ніж від решти джерел (див. значення струмів точки K_2 у табл.3.3), то для визначення $B_{\text{к}}$ в колі генератора G1 потрібно використати рівняння (3.9) для схеми а джерелом "система" (періодична складова струму к.з. не змінюється в часі), тобто, $\text{кА}^2 \text{ с}$:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{пос}}^2 (\tau_{\text{к}} + T_{\text{а.с}}),$$

$$\text{де згідно з даними табл.3.3 } I_{\text{пос}} = 43 \text{ кА}, T_{\text{а.с}} = 0,1 \text{ с};$$

$\tau_{\text{к}}$ – час протікання режиму к.з., с:

$$\tau_k = \tau_{p.3} + \tau_B,$$

час спрацювання релейного захисту для кола генератора відповідно до ПУЕ $\tau_{p.3} = 4\text{ с}$; повний час роз'єднання кола вимикачем МГУ–20-90 і за [1] $\tau_B = 0,2\text{ с}$.

Отже,

$$B_k = (43,0)^2 (4,2 + 0,1) = 7950,7 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

термічний коефіцієнт при кінцевій температурі

$$A_k = A_{\text{поч}} + \frac{B_k}{S_{\text{СТ}}^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{7950,7 \cdot 10^6}{6870^2} = 0,5168 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \text{ с/мм}^4.$$

Як бачимо, значення A_k мало відрізняється від термічного коефіцієнта на початку режиму к.з. $A_{\text{поч}}$ і тому температура шини за час к.з. мало зміниться відносно початкової температури (див. рис. 8.3).

Таким чином, алюмінієва шина коробчастого перерізу має значний запас за термічною стійкістю, бо $t_{\text{кр.доп}} = 200\text{ }^\circ\text{C}$ (див. табл. 8.6).

У разі спрощеного методу перевірки шини на термічну стійкість обчислимо мінімальний переріз, що термічно стійкий до струмів к.з., згідно (8.6), мм^2 :

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

де згідно з даними (табл. 8.7) $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{7950,10^6}}{90} = 990,7 \text{ мм}^2.$$

Оскільки $S_{\text{СТ}} = 6870 \text{ мм}^2$, умова $S_{\text{СТ}} \geq S_{\text{мін}}$ виконується і шини термічно стійкі до струмів к.з.

Задача 8.5. Перевірити на термічну стійкість точним і спрощеним методами алюмінієві шини в колі ТВП ТЗ станції типу ТЕЦ (див. рис.3.1). Вихідні дані для розрахунку: $I_{\text{макс}} = 769,8 \text{ А}$, шини прямокутного перерізу, алюмінієві, односмугові, $S_{\text{СТ}} = 60 \times 6 = 360 \text{ мм}^2$, $t_{\text{ф.с}} = 30\text{ }^\circ\text{C}$, $I'_{\text{дог}} = 820 \text{ А}$ (див.

розв'язання задачі 8.2). Значення теплового імпульсу $B_k=2699,4 \text{ кА}^2 \text{ с}$.

Розв'язання. Обчислення виконаємо згідно з блок-схемою для точного методу (рис. 8.4,а).

Співвідношення (8.3) для визначення початкової температури у даному випадку набуває вигляду

$$\left(\frac{I_{\text{макс}}}{I'_{\text{доп}}} \right)^2 = \frac{t_{\text{поч}} - t_{\text{ф.с}}}{t_{\text{доп}} - t_{\text{ф.с}}}, \quad (8.7)$$

звідки

$$t_{\text{поч}} = \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I'_{\text{доп}}} \right)^2 (t_{\text{доп}} - t_{\text{ф.с}}) + t_{\text{ф.с}} = \left(\frac{769,8}{820} \right)^2 (70 - 30) + 30 = 65,3^\circ \text{C};$$

за (рис. 8.3)

$$A_{\text{поч}} = 0,54 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4;$$

$$A_k = A_{\text{поч}} + \frac{B_k}{S_{\text{СТ}}^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{2699,4 \cdot 10^6}{360^2} = 2,623 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4.$$

Згідно з рис. 8.3 для алюмінієвих шин кінцева температура після режиму к.з. сягає значень більших за 500°C , що значно перевищує короткочасно-допустиму температуру $t_{\text{кр.доп}}=200^\circ \text{C}$. Отже, алюмінієва шина $60 \times 6 \text{ мм}$, вибрана раніше за робочими режимами не відповідає умовам термічної стійкості і її переріз потрібно збільшити.

Щоб не робити кілька аналогічних розрахунків і методом поступового наближення визначитися з величиною стандартного перерізу $S_{\text{СТ}}$ термічно стійкого до струмів к.з., обчислимо мінімальний переріз спрощеним методом оцінки термічної стійкості:

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2699,4 \cdot 10^6}}{90} = 577,3 \text{ мм}^2,$$

де коефіцієнт C (див. у табл. 8.7).

Згідно з умовою $S_{\text{СТ}} \geq S_{\text{мін}}$ приймемо в колі ТВП одно смугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $80 \times 8 \text{ мм}$, $S_{\text{СТ}}=640 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=1320 \text{ А}$ [1], а з урахуванням поправки на фактичну температуру навколишнього середовища за

(8.2):

$$I'_{\text{доп}} = 1320 \sqrt{\frac{70-30}{70-25}} = 1245 \text{ A.}$$

Початкова температура шини за (8.7)

$$t_{\text{поч}} = \left(\frac{769,8}{1245} \right)^2 (70 - 30) + 45,3 \text{ } ^\circ\text{C},$$

якій відповідає $A_{\text{поч}} = 0,3 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$.

Термічний коефіцієнт A_k і відповідна йому кінцева температура шини 80x8 мм після режиму к.з. дорівнюють відповідно:

$$A_k = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{2699,4 \cdot 10^6}{640^2} = 0,96 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4;$$

$t_k = 140^\circ\text{C}$ (див. рис. 8.3), що менше від $t_{\text{кр.доп}} = 200^\circ\text{C}$.

Таким чином, умові термічної стійкості відповідають алюмінієві шини 80x8 мм.

Задача 8.6. Перевірити на термічну стійкість спрощеним методом кабельні лінії КЛ1 та КЛ2 (рис.3.1), що складаються з кабелів з паперовою просоченою маслом ізоляцією 2хААШв–10–3х185 (див. розв'язання задачі 8.3).

Результати розрахунку струмів к.з. наведені у (табл. 3.3). Час спрацювання релейного захисту КЛ1 та КЛ2 $\tau_{\text{р.з}} = 0,7 \text{ с}$; час спрацювання вимикача з приводом на кожній лінії $\tau_{\text{в}} = 0,2 \text{ с}$.

Розв'язання. Розрахунковою точкою для визначення теплового імпульсу приймемо точку 7, що за результатами розрахунку струмів к.з. аналогічна точці 2 на схемі (рис. 3.1).

Розрахунок теплового імпульсу потрібно вести для двопроменевої схеми з урахуванням згасання періодичної складової струму к.з. з джерелами струму к.з. з джерелами струму "система" (G2 та G3) та "генератор"(G1) за рівняннями (3.10), (3.11) та (3.8):

$$B_n = \tau_k \left(I_{\text{noc}}^2 + I_{\text{noc}}^2 B_* + 2 I_{\text{noc}} I_{\text{noc}} Q_* \right) = 0,9 (43,0^2 + 35,4^2 \cdot 0,44 + 2 \cdot 43,0 \cdot 35,4 \cdot 0,68) = 4023,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_a = I_{\text{пос}}^2 T_{a.c} + I_{\text{пог}}^2 T_{a.г} + \frac{4I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{a.c}} + \frac{1}{T_{a.г}}} = 43,0^2 \cdot 0,1 + 35,4^2 \cdot 0,42 + \frac{4 \cdot 43,0 \cdot 35,4}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,42}} = 1203 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_a = I_{\text{пос}}^2 T_{a.c} + I_{\text{пог}}^2 T_{a.г} + \frac{4I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{a.c}} + \frac{1}{T_{a.г}}} = 43,0^2 \cdot 0,1 + 35,4^2 \cdot 0,42 + \frac{4 \cdot 43,0 \cdot 35,4}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,42}} = 1203 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = B_{\Pi} + B_a = 4023,5 + 1203 = 5226,5 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Час протікання процесу к.з.

$$\tau_{\kappa} = \tau_{p.z} + \tau_B = 0,7 + 0,2 = 0,9 \text{с}.$$

Для цього часу відносний тепловий імпульс B_* та імпульс струму Q_* за даними рис. 3.4 для турбогенераторів відповідно прийняли 0,44 та 0,68. Струми короткого замикання для точки 2 брали з табл.3.3.

Без урахування згасання періодичної складової струму к.з. в промені з джерелом "генератор" тепловий імпульс мав би значно більше значення, бо $B_*=1$, $Q_*=1$, а саме:

$$B_{\Pi} = 6147 \text{кА}^2 \cdot \text{с}; \quad B_a = 1203 \text{кА}^2 \cdot \text{с}; \quad B_{\kappa} = 7350 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Мінімальний переріз однієї жили кабельної лінії КЛ1 або КЛ2

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{5226 \cdot 10^6}}{90} = 803,3 \text{мм}^2.$$

Таким чином, кабельна лінія КЛ1, що виконана з кабелів 2хААШв-10-3х185, не проходить по умові термічної стійкості, тому що $2 \times 185 = 370 \text{мм}^2 < 803,3 \text{мм}^2$. Щоб виконати умову термічної стійкості $S_{\text{СТ}} \geq S_{\text{мін}}$ потрібно для однієї кабельної лінії прокласти $803,3:185 = 4,34 = 5$ трижильних кабелі ААШв-10-3х185, що значно збільшить витрати на розподільну мережу.

У зв'язку з цим бажано провести обмеження струмів к.з. Доцільність того чи іншого шляху в електропостачанні споживачів визначається техніко-економічними розрахунками. Отже, домінуючим фактором у виборі перерізу кабельних ліній є аварійний режим - режим короткого замикання.

Задача 8.7. Перевірити на термічну стійкість спрощеним методом кабельну лінію КЛ1 2хААШВ-10-3х185, що забезпечує електропостачання Р_{П-1} (див. рис. 3.1) і приєднана до ГРП 10,5 кВ через лінійний струмообмежуючий реактор LR3 (на рис. 3.1 не показаний) з параметрами, аналогічними реакторам LR2 та LR1.

Результати розрахунку струмів к.з. наведені у табл. 3.3. Час спрацювання релейного захисту лінії $\tau_{р.з} = 0,7$ с; час спрацювання вимикача з приводом $\tau_{в} = 0,2$ с.

Розв’язання. Як і в задачі 8.9, розрахунковою точкою струмів к.з. і теплового імпульсу приймемо точку 7 (після реактора LR3), що за результатами обчислення струмів к.з. тотожна точці 3 к.з. на схемі рис. 3.1.

Тепловий імпульс обчислюємо для однопроменевої схеми з джерелом "система" за рівнянням (3.13), тому що розрахункова точка к.з. електрично віддалена від джерел електроенергії (знаходиться за лінійним реактором і LR3) і періодична складова струму к.з. не змінюється в часі (див. табл. 3.3), а саме:

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (\tau_k + T_a),$$

де за даними табл. 3.3 $I_{\text{пос}} = 17,1$ кА; $\tau_k = \tau_{р.з} + \tau_{в} = 0,7 + 0,2 = 0,9$ с..

Мінімальний переріз кабельної лінії за умови термічної стійкості до струмів к.з.

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{357,6 \cdot 10^6}}{90} = 210,1 \text{ мм}^2.$$

Як бачимо,

$$S_{\text{СТ}} = 2 \cdot 185 = 370 \text{ мм}^2 > S_{\text{мін}} = 210,1 \text{ мм}^2,$$

що задовольняє умову термічної стійкості кабельної лінії КЛ1, домінуючим фактором вибору перерізу якої є нормальний режим.

8.3 Перевірка провідників на електродинамічну стійкість струмам к.з.

Під електродинамічною стійкістю розуміють здатність електричного

обладнання витримувати максимальні зусилля, що виникають в результаті протікання по них струмів к.з., без деформацій, які перешкоджають подальшій нормальній роботі апаратів або провідників.

Провідники систем електропостачання розподільних пристроїв повинні перевірятися на електродинамічну стійкість до струмів к.з. за винятком:

- провідників і апаратів, що захищаються запобіжниками з плавкими вставками на струм до 60 А;
- кола трансформаторів напруги;
- гнучких шин при $I_{\text{ПО}} < 20 \text{ кА}$;
- провідників повітряних ліній передачі при $i_{\text{уд}} < 50 \text{ кА}$.

Шинні конструкції можуть бути пружними або жорсткими, від чого залежить методика розрахунку електродинамічних зусиль.

8.3.1. Перевірка жорстких шинних конструкцій на електродинамічну стійкість до струмів к.з.

Жорсткі шини, закріплені на ізоляторах, складають динамічну коливальну систему, що зазнає впливу змінних електродинамічних зусиль. Це вимушені коливання шинної конструкції. У такій системі виникають також коливання, частота яких залежить від маси та жорсткості конструкції - власні коливання.

Важливо, щоб частота власних коливань шинної конструкції не потрапляла в діапазон 30...200 Гц, за якого можливий механічний резонанс - збіг з вимушеними коливаннями під дією електромагнітних сил.

У практиці проектування жорстких шинних конструкцій добивається того, щоб основна частота власних коливань шинної конструкції f_0 була більшою за 200 Гц, тому що вважається, що за цих умов жорсткі шини та ізолятори є статичною системою з максимальним навантаженням електродинамічними зусиллями при трифазному режимі к.з.

Перевірка жорстких шинних конструкцій з незбірними шинами на електродинамічну стійкість до струмів к.з.

Шинна конструкція вважається стійкою до електродинамічних зусиль струмам короткого замикання, якщо максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини $\sigma_{\text{макс}}$ та максимальне розрахункове зусилля на ізоляторі $F_{\text{макс}}$ не перевищують допустимих значень:

$$\sigma_{\text{макс}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (8.8)$$

$$F_{\text{макс}} \leq F_{\text{доп}} \quad (8.9)$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ - допустиме механічне напруження в матеріалі шини;

$F_{\text{доп}}$ - допустиме зусилля на ізолятор.

Згідно з ПУЕ допустиме механічне напруження $\sigma_{\text{доп}}$, приймається таким, що дорівнює 70% напруження розриву матеріалу шини σ_p :

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_p.$$

Механічні характеристики матеріалу шин наведені у табл. 8.8.

Таблиця 8.8

Механічні характеристики матеріалу шин

Матеріал	Марка	Напруження розриву δ_p , МПа	Допустиме напруження $\delta_{\text{доп}}$, МПа	Модуль пружності E , Па
Алюміній	АДО	60...70	40	$7 \cdot 10^{10}$
Мідь	МГТ	250...300	140	$10 \cdot 10^{10}$
Сталь	Ст3	370...500	160	$20 \cdot 10^{10}$
Алюмінієві сплави	АДЗІТ	130	75	$7 \cdot 10^6$
	АДЗІТІ	200	90	$7 \cdot 10^6$

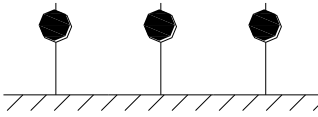
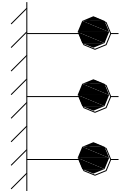
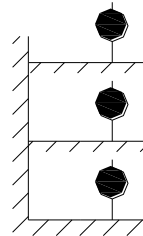
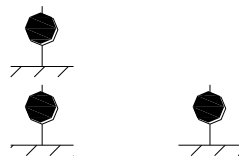
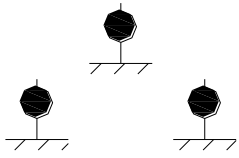
Допустиме зусилля на ізолятор $F_{\text{доп}}$ приймається таким, що дорівнює 60% мінімального руйнівного зусилля, прикладеного до головки ізолятора, $F_{\text{руйн}}$, тобто

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{руйн}}\xi_F,$$

де ξ_F - коефіцієнт, що враховує зменшення допустимого навантаження на ізолятор при дії електродинамічних сил на його розривання чи стискування.

Таблиця 8.9

Значення коефіцієнта ξ_F в залежності від положення шин у просторі

Положення шин (фаз) у просторі	Ескіз конструкції	Значення коефіцієнта
У горизонтальній площині		1
У вертикальній площині		1
У вертикальній площині		0,69
По вершинах прямокутного рівнобедреного трикутника		0,86
По вершинах рівнобічного трикутника		0,72

Оскільки сили при режимі к.з. діють не на головку ізолятора, а прикладені до центра ваги поперечного перерізу шини, що віддалений від головки ізолятора, то допустиме зусилля повинно бути ще зменшене згідно з рівнянням

$$F_{дон} = 0,6F_{руйн} \cdot \frac{H_{i3}}{H_{i3} + h_u} \xi_F, \quad (8.10)$$

де H_{i3} - висота ізолятора;

h_u - відстань від головки ізолятора до центра ваги поперечного перерізу

шини (рис.8.5).

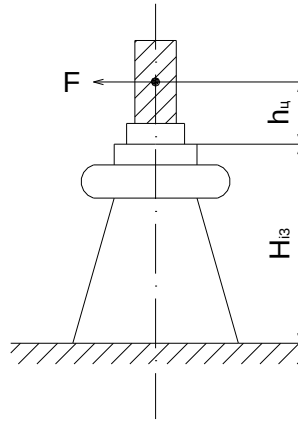


Рис. 8.5. Шинна конструкція з незбірними шинами.

Розрахунок максимальних напружень у матеріалі незбірних шин і сил, що діють на ізолятори жорстких конструкцій.

Розрахунок максимальних напружень і максимальних зусиль для незбірних шин (див. рис. 8.5) можна вести у такій послідовності.

1. Визначити основну частоту власних коливань шинної конструкції f_0 або максимальну відстань між опорними ізоляторами, за якої $\ell_{\text{макс}}$ дорівнює 200 Гц, використовуючи такі рівняння:

$$\text{а) } f_0 = \frac{3,56}{\ell^2} \sqrt{\frac{EI}{m}}, \quad (8.11)$$

звідки

$$\ell = \sqrt{\frac{3,56}{f_0}} \sqrt{\frac{EI}{m}}.$$

Підставляючи замість f_0 частоту 200 Гц, отримуємо вираз для знаходження максимальної відстані між ізоляторами шинної конструкції незалежно від матеріалу шин

$$\ell_{\text{макс}} = 0,133 \sqrt{\frac{EI}{m}},$$

де ℓ - відстань між опорними ізоляторами, м;

E – модуль пружності матеріалу шини, Па (див. табл. 8.8);

I – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, що

перпендикулярна до напрямку дії електродинамічного зусилля, м⁴, табл. 8.9;

m – маса шини на одиницю довжини, кг/м;

б) для алюмінієвих шин

$$f_0 = \frac{173,2}{\ell^2} \sqrt{\frac{I}{S_{CT}}}; \quad (8.12)$$

$$\ell_{\text{макс}} = 0,931 \sqrt{\frac{I}{S_{CT}}};$$

для мідних шин

$$f_0 = \frac{125,2}{\ell^2} \sqrt{\frac{I}{S_{CT}}};$$

$$\ell_{\text{макс}} = 0,791 \sqrt{\frac{I}{S_{CT}}},$$

де ℓ – відстань між опорними ізоляторами, м;

I – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, що перпендикулярна напрямку дії сили, см⁴, табл. 8.10;

S_{СТ} – стандартний переріз шини, см².

Змінюючи відстань між ізоляторами, переріз шини, її положення в просторі, добиваються того, щоб виключити можливість резонансу, що, як вже зазначалося, усувається при $f_0 \geq 200$ Гц.

2. Визначити найбільше значення електродинамічного погонного зусилля, для трифазного режиму к.з. $q_{\text{макс}}$ Н/м, згідно з рівнянням

$$q_{\text{макс}} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{\text{уд}}^2 \xi, \quad (8.13)$$

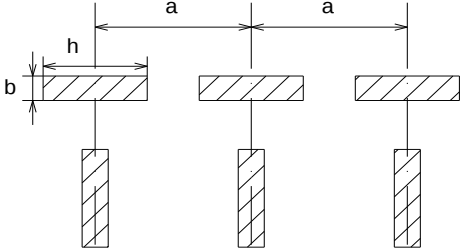
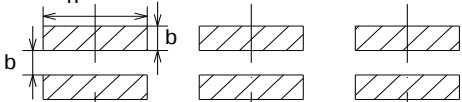
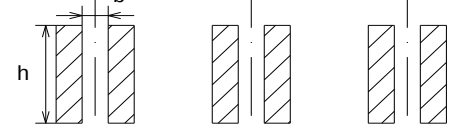
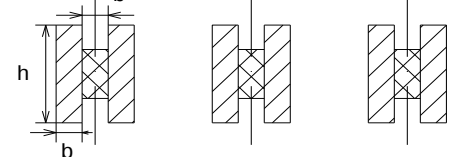
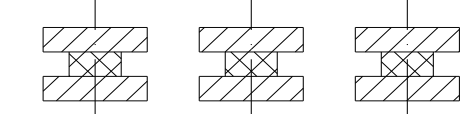
де K_{ϕ} – коефіцієнт форми, для незбірних шин $K_{\phi} = 1$.

Якщо розміри периметра поперечного перерізу шин близькі за значенням до відстані між ними, то при визначенні $q_{\text{макс}}$ слід враховувати коефіцієнт форми K_{ϕ} (рис. 8.9), а – відстань між осями шин (між фазами), м; $i_{\text{уд}}$ – ударний струм трифазного режиму к.з., А; ξ – коефіцієнт максимального зусилля, що залежить від взаємного розміщення шин (фаз), при розміщенні шин (фаз) в одній площині та по вершинах рівнобічного трикутника $\xi = 1$, а при розміщенні

шин (фаз) по вершинах прямокутного рівнобедреного трикутника $\xi = 0,95$ (див. табл. 8.11).

Таблиця 8.10

Моменти опору та інерції

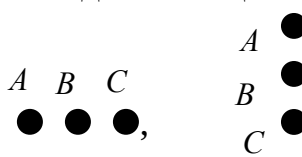
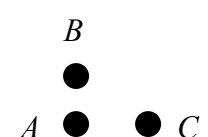
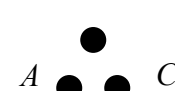
Положення шин у просторі	Момент інерції I	Момент опору W
	$\frac{bh^3}{12}$ $\frac{hb^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$ $\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72hb^3$	$1,44hb^2$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64D}$
	$0,72bh^3$	$1,44bh^2$

3. Обчислити максимальне напруження в матеріалі шини за формулою, Н/м², Па:

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{q_{\text{макс}} \ell^2}{10W}, \quad (8.14)$$

де W – момент опору шини відносно осі, що перпендикулярна до напрямку дії сили, м³, табл. 8.10.

Значення коефіцієнта максимального зусилля

Положення шин (фаз)	Фаза	Результуючий коефіцієнт максимального зусилля ξ
В одній площині 	AC B	0,93 1,0
По вершинах прямокутного рівнобедреного трикутника 	A B C	0,87 0,95 0,95
По вершинах рівнобічного трикутника 	A, B, C	1,0

Якщо підставити значення $q_{\text{макс}}$ з (8.13) в (8.14), то максимальне напруження, Н/м²:

$$\sigma_{\text{макс}} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{aW} \cdot i_{\text{уд}}^2 \ell^2 \xi. \quad (8.15)$$

4. Визначити максимальне зусилля на ізоляторі $F_{\text{макс}} \cdot H$:

$$F_{\text{макс}} = q_{\text{макс}} \ell,$$

або

$$F_{\text{макс}} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{\text{уд}}^2 \ell \xi.$$

Приклади розв'язування задач з перевірки жорстких шинних конструкцій із незбірними шинами на електродинамічну стійкість.

Задача 8.8. Перевірити на електродинамічну стійкість до струмів короткого замикання шинну конструкцію в колі трансформатора власних

потреб Т4 типу ТДНС-10000/10 (див. рис.3.1). Згідно з виконаними розрахунками в колі трансформатора вибрані алюмінієві шини (АДЗІТ) прямокутного перерізу 80х8 мм. Шини розміщені в одній площині згідно з рис. 8.6, відстань між осями фаз $a = 0,7$ м, відстань між опорними ізоляторами $\ell = 1,2$ м. Значення ударного струму (розрахункова точка 6 або 2 на рис. 3.1) за даними табл.3.3 прийняте 214,63 кА.

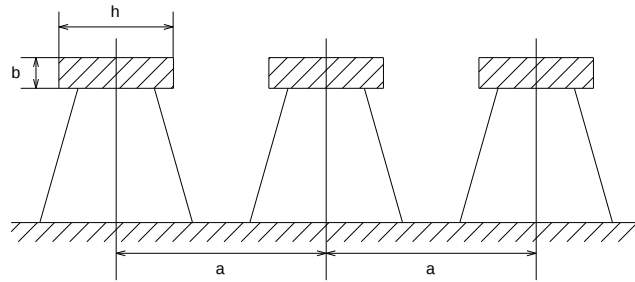


Рис. 8.6. Шинна конструкція з незбірними шинами.

Розв'язання. Через те що за умовою задачі задана відстань між опорними ізоляторами $\ell = 1,2$ м, обчислимо основну частоту власних коливань шини за (8.11):

$$f_0 = \frac{3,56}{\ell^2} \sqrt{\frac{EI}{m}},$$

де за даними табл. 8.8

$E = 7 \cdot 10^{10}$ Па; за даними табл. 8.10.

$$I = \frac{Bh^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34 \text{ см}^4 = 34 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4; \text{ згідно [1] } m = 1,728 \text{ кг/м.}$$

Підставляючи отримані значення в рівняння, дістаємо:

$$f_0 = \frac{3,56}{1,2^2} \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 34 \cdot 10^{-8}}{1,728}} = 290 \text{ Гц.}$$

що більше 200 Гц.

Згідно з рівнянням (8.12)

$$f_0 = \frac{173,2}{\ell^2} \sqrt{\frac{I}{S_{\text{ст}}}} = \frac{173,2}{1,2^2} \sqrt{\frac{34}{6,4}} = 277 \text{ Гц,}$$

$$\text{де } I = 34 \text{ см}^4; \quad S_{\text{СТ}} = B \times h = 8 \times 80 = 640 \text{ мм}^2 = 6,4 \text{ см}^2.$$

Як бачимо, похибка у значеннях f_0 при використанні рівнянь (8.11), (8.12) не значна, $\Delta = \frac{290 - 277}{290} 100 = 4,4\%$, це дозволяє використовувати їх при обчисленні частоти власних коливань шин.

Максимальне напруження у матеріалі шини знайдемо з виразу (8.15), пам'ятаючи, що коефіцієнт форми та коефіцієнт максимального зусилля дорівнюють одиниці:

$$\sigma_{\text{макс}} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-3}}{aW} \cdot i^2_{\text{yo}} \ell^2 \xi = 1 \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{0,7 \cdot 8,58 \cdot 10^{-6}} 214,63^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2 \cdot 1 =$$

$$= 19130,2 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^2 = 19130,2 \cdot 10^4 \text{ Па} = 191,302 \text{ МПа};$$

за даними табл. 8.10

$$W = \frac{Bh^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,56 \text{ см}^3 = 8,58 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Через те що допустиме напруження за даними табл. 8.8 $\sigma_{\text{доп}} = 78 \text{ МПа}$, умова динамічної стійкості (8.8) не виконується, бо

$$\sigma_{\text{макс}} = 191,302 \text{ МПа} > \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}.$$

Для зменшення максимального напруження в матеріалі шини необхідно згідно з (8.15) або збільшити площу поперечного перерізу $S_{\text{СТ}}$, що приведе до збільшення W та капітальних затрат, або зменшити відстань між ізоляторами ℓ , що приведе до збільшення кількості ізоляторів і зменшення електродинамічних зусиль.

На практиці зменшення максимальних напружень досягають регулюванням відстані між ізоляторами. Найбільшу допустиму відстань знаходять із співвідношення

$$\frac{\sigma_{\text{макс}}}{\sigma_{\text{доп}}} = \frac{\ell^2}{\ell_{\text{доп макс}}^2},$$

звідки

$$\ell_{\text{доп макс}} = \ell \sqrt{\frac{\sigma_{\text{доп}}}{\sigma_{\text{макс}}}}, \quad (8.16)$$

Підставляючи значення величин в (8,16), дістаємо

$$\ell_{\text{доп макс}} = 1,2 \sqrt{\frac{75}{191,3}} = 0,751.$$

Прийmemo відстань між опорними ізоляторами 0,75 м. Тоді частота власних коливань буде значно більшою від 290 Гц (див. (8.11), (8.12)).

Максимальне напруження в матеріалі шини

$$\sigma_{\text{макс}} = 1 \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{0,7 \cdot 8,58 \cdot 10^{-6}} \cdot 214,63^2 \cdot 10^6 \cdot 0,75^2 \cdot 1 = 7472,7 \text{ Па} = 74,73 \text{ МПа}.$$

Оскільки $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$, то умова динамічної стійкості шини виконується.

Максимальне зусилля на ізолятори

$$F_{\text{макс}} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{\text{уд}}^2 \ell \xi = 1 \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,7} 214,63^2 \cdot 0,75 \cdot 10^6 \cdot 1 = 8548,8 \text{ Н}.$$

Вибираємо ізолятори, що встановлюються на відкритих розподільних пристроях, типу СІ6-80 І УХЛ – опорно стержньовий, номінальною напругою 10 кВ з мінімальним руйнівним зусиллям 16 кН та дослідною напругою грозового імпульсу 80 кВ. Допустиме зусилля

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{руйн}} \frac{H_{\text{із}}}{H_{\text{із}} + h_{\text{ц}}} \xi_{\text{F}}.$$

Згідно з умовою задачі (див. рис. 8.6), а також через те що відстань від головки ізолятора до центра ваги поперечного перерізу шини мала та шини розміщені в горизонтальній площині (див. табл. 8.9), вираз для обчислення допустимого зусилля на ізолятори спрощується:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н},$$

що перевищує $F_{\text{макс}} = 8548,8 \text{ Н}$.

Отже, шинна конструкція з алюмінієвих шин 80x8 мм з відстанню між ізоляторами 0,75 м та між фазами 0,7 м, з ізоляторами типу СІ6-80 І УХЛ

задовольняє умови електродинамічної стійкості до струмів короткого замикання.

Перевірка жорстких шинних конструкцій із збірними шинами на електродинамічну стійкість до струмів к.з.

Електродинамічні зусилля, які сприймають шинні конструкції із збірними шинами коробчастого або двосмуговими прямокутного перерізів, зумовлені не тільки струмами к.з., що протікають в різних фазах, а й струмами в елементах збірної шини у межах однієї фази (рис.8.7).

Через це розрахунок максимального напруження в матеріалі збірних шин дещо відрізняється від розрахунку $\sigma_{\text{макс}}$ незбірних простих шин (див. рис. 8.6).

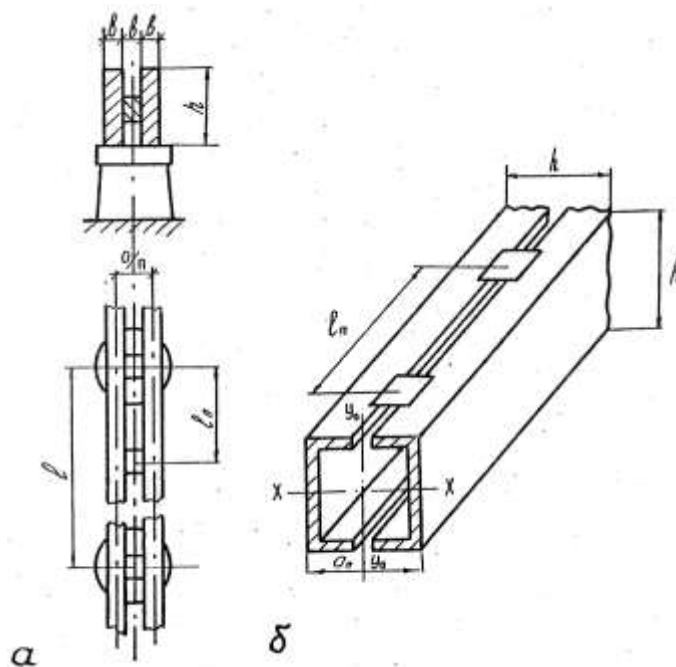


Рис. 8.7. Шинні конструкції із збірними шинами.

Шинна конструкція із збірними шинами буде стійкою до електродинамічних зусиль від струмів к.з., якщо максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини $\sigma_{\text{макс}}$, що складається із напруження від взаємодії струмів між смугами або швелерами в межах фази $\sigma_{\text{п.макс}}$ та напруження від взаємодії струмів між фазами конструкції $\sigma_{\text{ф.макс}}$ не перевищує допустиму величину $\sigma_{\text{доп}}$, тобто

$$\sigma_{\text{макс}} = \sigma_{\text{п.макс}} + \sigma_{\text{ф.макс}} \leq \sigma_{\text{доп.}}$$

Умова електродинамічної стійкості опорних ізоляторів запишеться аналогічно (8.9):

$$F_{\text{макс}} \leq F_{\text{доп.}}$$

Розрахунок максимального напруження в матеріалі шин $\sigma_{\text{макс}}$ та максимального зусилля, що діє на ізолятори, можна виконувати у послідовності, описаній далі.

1. Визначається відстань між прокладками ℓ_n збірних шин виходячи з двох умов:

а). відстань між прокладками вибирається так, щоб електродинамічні зусилля, які виникають при к.з., не спричинили з'єднання елементів фази (полос або швелерів) між собою, м:

$$\ell_n = 216 \sqrt{\frac{a_n}{i_{y0}}} \sqrt{\frac{EI_n}{K_\phi}}, \quad (8.17)$$

б). частота власних коливань шини має перевищувати 200 Гц (за такої частоти конструкція вважається жорсткою), м:

$$\ell_n = 0,133 \sqrt{\frac{EI_n}{m_n}}, \quad (8.18)$$

де a_n - відстань між осями елементів фази, для шин прямокутного перерізу $a_n=2b$, для шин коробчастого перерізу (швелери) можна прийняти $a_n=h$ (рис.8.7), м;

I_n – момент інерції однієї смуги пакету двосмугових шин прямокутного перерізу або одного швелера шин коробчастого перерізу відносно осі, що перпендикулярна до напрямку дії сили, м⁴, табл. 8.10;

Для збірних шин коробчастого перерізу коефіцієнт форми $K_\phi=1$, для двосмугових збірних шин K_ϕ можна визначити згідно з рис. 8.9 залежно від співвідношення b/h при $a_n=2b$; m - маса одного елемента фази (смуги або швелера) на одиницю довжини, кг/м.

2. Обчислюється напруження в матеріалі шин σ_n від взаємодії струмів к.з.,

що проходять по елементах шин у межах фази: або по двох смугах пакета шин прямокутного перерізу, або по двох швелерах шин коробчастого перерізу, залежно від шинної конструкції.

Для випадків, представлених на рис. 8.7:

$$\sigma_{n. макс} = K_{\phi} \frac{i_{y0} \ell_n^2}{24 a_n W_n} 10^{-7} \text{ Н / м}^2, \quad (8.19)$$

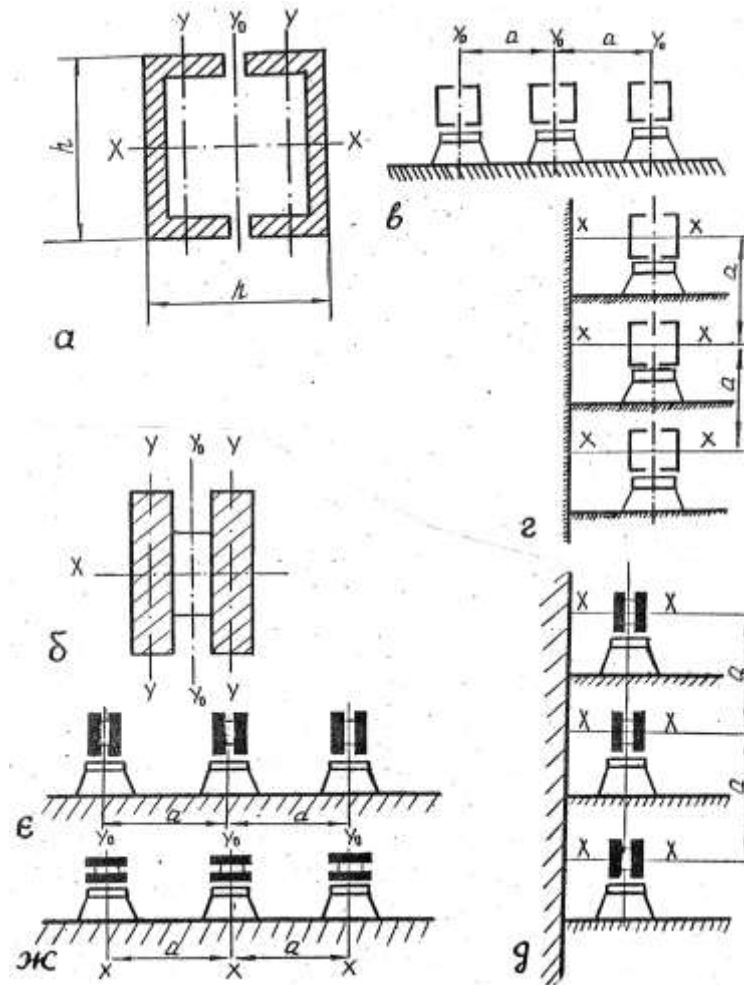


Рис.8.8. Взаємні положення фаз збірних шинних конструкцій: а, в, г - із двох швелерів коробчастого перерізу; б, д, е, ж - із двосмугових шин прямокутного перерізу.

Для шин коробчастого, круглого та кільцевого перерізу коефіцієнт форми $K_{\phi}=1$; для шин прямокутного перерізу - див. рис. 8.9;

W_n – момент опору одного елемента збірної шини відносно осі x-x, або у-у (див. рис. 8.8), що перпендикулярна до напрямку дії сили, м^3 (табл. 8.10).

Слід пам'ятати, що при виконанні фази шинами коробчастого перерізу із двох швелерів, з'єднаних між собою жорстко (зварених зваркою), $\ell_n = 0$, і згідно з рівнянням (8.19) $\sigma_{n, \max} = 0$.

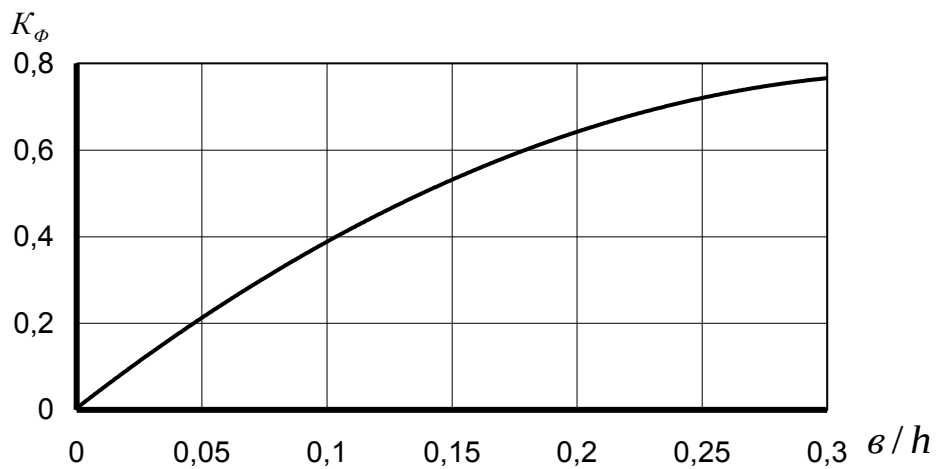


Рис. 8.9. Коефіцієнт форми для двосмугових шин при $a_n = 2v$.

Залежно від положення шин на рис. 8.8, в-ж показано осі, відносно яких приймається момент опору $W_n(y - y, x - x)$.

3. Визначається максимальна відстань між ізоляторами $\ell_{\max}$ виходячи з того, що частота власних коливань збірної конструкції повинна перевищувати 200 Гц, і приймають

$$\ell \leq \ell_{\max};$$

$$\ell_{\max} = 0,133 \sqrt{\frac{EI_{\kappa}}{m_{\kappa}}}, \quad (8.20)$$

де I_{κ} – момент інерції поперечного перерізу конструкції всіх елементів збірних шин фази відносно осі $x-x$ або y_0-y_0 (див. рис.8.8), яка перпендикулярна до напрямку дії сили, m^4 , табл. 8.10;

m_{κ} – маса всіх елементів фази збірних шин на одиницю довжини, кг/м.

4. Визначається напруження, Н/м, в матеріалі шин від взаємодії струмів короткого замикання, що протікають у фазах шинної конструкції, тобто від взаємодії фаз, згідно з рівнянням (8.15):

$$\sigma_{\phi, \max} = K_{\phi} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{aW} i_{уд}^2 \ell^2 \xi.$$

У даному рівнянні незалежно від конструктивного виконання фази збірних шин (із двох швелерів коробчастого перерізу чи із двосмугових шин прямокутного перерізу), $K_{\phi}=1$.

Момент опору для шин прямокутного перерізу залежно від їх положення (див. рис. 8.8,д-ж) приймається за даними табл. 8.10. Момент опору W для швелерів (шини коробчастого перерізу) приймається з урахуванням їх взаємного положення та способу з'єднання між собою. При горизонтальному розміщенні шин коробчастого перерізу (рис. 8.8,в) і по вершинах прямокутного рівнобедреного трикутника:

- при жорсткому з'єднанні (зварюванням) за всією довжиною шини

$$W = W_{y_0-y_0};$$

- при відсутності жорсткого з'єднання $W = 2W_{y-y}$.

Якщо шини коробчастого перерізу розміщені у вертикальній площині (рис. 8.8,г) або по вершинах рівнобічного трикутника (див. табл. 8.11), то незалежно від способу їхнього з'єднання $W=2W_{x-x}$, де W_{x-x} – момент опору одного швелера відносно осі $x - x$.

Коефіцієнт максимального зусилля ξ враховує вплив на величину електродинамічних сил взаємного положення фаз шинної конструкції (див. табл. 8.11).

5. Обчислюється сумарне розрахункове максимальне напруження в матеріалі шин

$$\sigma_{\text{макс}} = \sigma_{\text{п.макс}} + \sigma_{\text{ф.макс}} \cdot \quad (8.21)$$

а також максимальне зусилля, що діє на ізолятори, і порівнюються їх значення з допустимими за умовами:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{макс}} &= \sigma_{\text{п.макс}} + \sigma_{\text{ф.макс}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \\ F_{\text{макс}} &\leq F_{\text{доп}}. \end{aligned}$$

Максимальне зусилля, H , що діє на ізолятори шинної конструкції із збірними шинами, визначається так само, як і для незбірних, простих шин з урахуванням просторового положення фаз через коефіцієнт максимального

зусилля (табл. 8.11):

$$F_{\text{макс}} = K_{\text{ф}} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{\text{уд}}^2 \ell \xi. \quad (8.22)$$

Допустиме зусилля на ізолятор $F_{\text{дог}}$ обчислюється за (8.10), де враховуються точка прикладання електродинамічної сили та її дія на ізолятор (розривання, стискування (рис.8.8,г,д) чи його злам (рис.8.8,в-ж) через коефіцієнт $\xi_{\text{ф}}$.

Приклади розв'язування задач з перевірки жорстких шинних конструкцій із збірними шинами на електродинамічну стійкість до струмів к.з. та задачі для самостійної роботи.

Задача 8.9. Перевірити на електродинамічну стійкість шинну конструкцію в колі генератора G1 – ТВФ-100 (див. рис.3.1). Алюмінієві шини (АДО) коробчастого перерізу $S_{\text{СТ}}=2 \times 3435 \text{ мм}^2$ задовольняють умови нормального режиму та термічної стійкості і знаходяться в горизонтальній площині (див. рис.8.8,в). Відстань між фазами $a=0,75 \text{ м}$.

Результати розрахунку струмів к.з. наведені в табл.3.3. Питома вага матеріалу шин $\delta=2700 \text{ кг/м}^3$.

Розв'язання. Для перевірки шинної конструкції на динамічну стійкість необхідні дані розрахунку струмів к.з. та характеристика шини.

Оскільки при к.з. в колі генератора G1(точка 4 чи 5 на рис.3.1) струм до точки надходить від двох джерел і напрямлений зустрічно, для виконання розрахунків приймемо джерело з більшим значенням струмів.

Згідно з даними табл.3.3 таким джерелом буде система G3 та генератор G2 з ударним струмом к.з. $i_{\text{уд}}=115,5 \text{ кА}$.

Відповідно до рис. 8.8,а,в приймемо такі основні характеристики алюмінієвої шини АДО коробчастого перерізу:

$$S_{\text{СТ}} = 2 \times 3435 = 6870 \text{ мм}^2; \quad h = 200 \text{ мм};$$

$$W_{y-y} = 40 \text{ см}^3 = 40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$W_{y_0-y_0} = 422 \text{ см}^3 = 422 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3;$$

$$I_{y-y} = 254 \text{ см}^4 = 254 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$$I_{y_0-y_0} = 4220 \text{ см}^4 = 4220 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$$E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па} \quad (\text{табл. 8.8});$$

$$\sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа} \quad (\text{табл. 8.8});$$

Маса одного швелера на одиницю довжини

$$m_n = S_{\text{СТ}} \delta = 3435 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 9,275 \text{ кг/м};$$

маса 1м збірної конструкції шин

$$m = 2S_{\text{СТ}} \delta = 2m_n = 18,55 \text{ кг/м}.$$

Використовуючи формули (8.17), (8.18), знайдемо максимальну відстань між прокладками збірних шин:

- за умови з'єднання швелерів (8.17)

$$\ell_n = 216 \sqrt[4]{\frac{0,2}{115,5 \cdot 10^3} \frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 254 \cdot 10^{-8}}{1}} = 5,84 \text{ м};$$

- за умови частоти власних коливань

$$\ell_n = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 254 \cdot 10^{-8}}{9,275}} = 1,56 \text{ м}.$$

Прийmemo відстань між прокладками $\ell_n = 1,5 \text{ м}$.

Напруження в матеріалі шини від взаємодії струмів к.з. між швелерами фази $\sigma_{\text{п.макс}}$ обчислюємо за (8.19), пам'ятаючи, що $a_n = h$, $K_{\text{ф}} = 1$:

$$\sigma_{\text{п.макс}} = 1 \frac{115,5^2 \cdot 10^6 \cdot 1,5^2}{24 \cdot 0,2 \cdot 40 \cdot 10^{-6}} 10^{-7} = 156,33 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 15,633 \cdot 10^6 \text{ Па} = 15,63 \text{ МПа}.$$

Згідно (8.20) обчислимо максимальну відстань між ізоляторами гаданої конструкції, за якої частота власних коливань становить 200 Гц:

$$\ell_{\text{макс}} = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4220 \cdot 10^{-8}}{18,55}} = 2,66 \text{ м}.$$

Прийmemo відстань між ізоляторами $\ell = 2,5 \text{ м}$.

Максимальне напруження від взаємодії струмів к.з. різних фаз обчислюємо за (8.15), враховуючи, що шини розміщені в горизонтальній площині (рис. 8.8,в), $\xi = 1$ (табл. 8.11), $K_\phi = 1$:

$$\sigma_{\phi, \max} = 1 \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{0,75 \cdot 422 \cdot 10^{-6}} 115,5^2 \cdot 10^6 \cdot 2,5^2 \cdot 1 = 456,3 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 = 4,56 \text{ МПа}.$$

Отже, максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини АДО за (8.21)

$$\sigma_{\max} = 15,63 + 4,56 = 20,19 \text{ МПа},$$

що менше допустимого $\sigma_{\text{дог}} = 40 \text{ МПа}$, тобто умова електродинамічної стійкості шини виконується.

Виберемо ізолятори для шинної конструкції, яка розміщується в закритому РП 10 кВ. Для цього обчислимо за (8.22) максимальне розрахункове зусилля на ізолятор:

$$F_{\max} = 1 \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,75} 115,5^2 \cdot 10^6 \cdot 2,5 \cdot 1 = 7702 \text{ Н} = 7,702 \text{ кН}.$$

Перевіримо можливість установки опорного ізолятора ИОР-10-І6,00 УХЛЗ номінальною напругою 10 кВ, найбільшою допустимою напругою 12 кВ, з мінімальною руйнівною силою $F_{\text{руйн}} = 16 \text{ кН}$ та висотою ізолятора 130 мм. Допустиме зусилля $F_{\text{доп}}$ знайдемо за (8.10) при розміщенні шин у горизонтальній площині згідно з рис. 8.8,в:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 16,0 \frac{130}{130 + \frac{200}{2}} = 5,43 \text{ кН},$$

$$\text{де } h_{\text{ц}} = \frac{h}{2} = \frac{200}{2} = 100 \text{ мм}.$$

Через те що $F_{\max} > F_{\text{доп}}$, умова електродинамічної стійкості ізолятора ИОР – 10-16-,00 не виконується. Розглянемо можливість використання ізоляторів внутрішньої установки ИОР-10-25,00 УХЛЗ, параметри якого відрізняються від ИОР -10-16,00 лише мінімальною руйнівною силою $F_{\text{руйн}} = 25 \text{ кН}$ і в якого

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 25,0 \frac{130}{130 + 100} = 8,48 \text{ кН},$$

тобто в колі генератора потрібно встановити ізолятори ИОР_10_25,00 УХЛЗ, які задовольняють умову динамічної стійкості до струмів к.з.

8.3.2. Перевірка гнучких шин і струмпроводів на електродинамічну стійкість до струмів к.з.

На електродинамічну стійкість перевіряють гнучкі шини розподільних пристроїв при $I_{0,0}^{(3)} \geq 20$ кА та лінії передач при $i_{уд} \geq 50$ кА. У цих випадках при короткому замиканні проводи у фазах можуть настільки наблизитися один до одного, що може статися їх гальванічний контакт або електричний розряд через повітря.

Найбільше наближення фаз спостерігається за двофазного режиму короткого замикання між сусідніми фазами і буде тим більшим, чим менша відстань між фазами D , чим більше провисання проводів h , а також чим більший час протікання і значення струму короткого замикання.

Середньоквадратичне значення електродинамічного зусилля на одиницю довжини, Н/м:

$$q = \frac{I_{0,0}^2}{D} 1,5 \cdot 10^{-7},$$

де $I_{0,0}$ – значення періодичної складової струму в початковий момент трифазного режиму к.з., А;

D – відстань між фазами відкритого розподільного пристрою, м;

$1,5 \cdot 10^{-7}$ – коефіцієнт, що враховує розмірності величин у формулі та співвідношення між значеннями струмів дво- та трифазного режимів к.з.

Подальший розрахунок виконується з допомогою діаграми, зображеної на рис. 8.10.

Для визначення відхилення, м, необхідно зробити таке.

1. Обчислити силу тяжіння 1 м провідника відповідно до його конструкції;

Н/м:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \text{ м}, \quad (8.24)$$

де m – маса 1 м провідника, кг.

2. Обчислити відношення $\sqrt{h} / \tau_{ек}$

де h – максимальне розрахункове або нормоване значення провисання провідника при максимальній розрахунковій температурі, м;

$\tau_{ек}$ – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого релейного захисту, с,

$$\tau_{ек} = \tau_3 + 0,05.$$

τ_3 – витримка часу релейного захисту відповідного елемента системи електропостачання від струмів к.з.;

0,05 – враховує вплив аперіодичної складової струмів к.з.

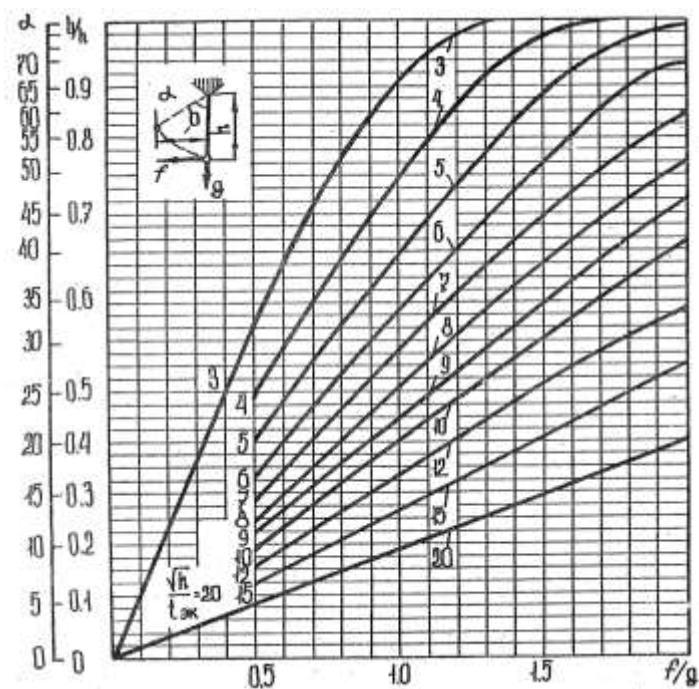


Рис. 8.10. Діаграма визначення відхилення під дією струмів к.з. гнучкого струмопроводу з горизонтальним розташуванням фаз.

3. Відповідно до діаграми (рис.8.10) залежно від q/g та $\sqrt{h} / \tau_{ек}$ визначити розрахункове відхилення провідника в та кут відхилення від вертикалі α .

4. Величину α порівняти з максимально допустимим відхиленням $\alpha_{дон}$ за умовою:

$$e_{don} \geq e, \quad (8.25)$$

де
$$e_{don} = \frac{D - d - a_{don}}{2},$$

d – діаметр провідника фази, м;

a_{don} – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення: для струмопроводів генераторної напруги $a_{don}=0,2$ м, для відкритих РП згідно з ПУЕ при 110 кВ – 0,45 м; при 150 кВ – 0,6 м; при 220 кВ – 0,95 м; при 330 кВ – 1,4 м; при 500 кВ – 2 м.

Якщо умова (8.25) не виконується, то необхідно або зменшити провисання провідника, або збільшити відстань між фазами. Зменшення провисання може призвести до значного збільшення механічного напруження в проводі і коли це виходить за допустимі норми, то зменшують відстані між опорами, зберігаючи незмінними механічні напруження в провідниках.

Якщо лінії передач або ошиновка відкритих РП виконана гнучкими провідниками з розщепленими фазами, то їх також перевіряють на електродинамічну стійкість – взаємодію провідників у межах фази.

Зусилля на погонний метр довжини кожного провідника з боку $n-1$ провідників фази обчислюється за рівнянням, Н/м:

$$q_n = \frac{n-1}{n^2} 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{0,0}^2}{d}, \quad (8.26)$$

де n – число провідників у фазі.

Для усунення можливості під дією електродинамічних зусиль зблизитися провідникам зі струмом до центра, а також для зменшення зусиль, що на них діють, встановлюють у межах фази дистанційні розпірки. Найбільша відстань між ними, м:

$$\ell_p = 1,8 \sigma_{\max} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{19,2 \sigma_{\max} \beta}{\gamma_k^2 - 3,24 \gamma_1^2}}, \quad (8.27)$$

де $\sigma_{\max}$ – максимальне напруження в проводі при нормальному режимі, МПа;

β – коефіцієнт пружного приросту довжини матеріалу провідника, для

алюмінію $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м/Н;

γ_k – питоме навантаження від сил взаємодії при к.з., МПа/м,

$$\gamma_k = \frac{q_n}{S_{CT}},$$

S_{CT} – стандартний переріз провідника, м²,

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{n S_{CT}},$$

$T_{\phi, \max}$ – максимальне тяжіння, Н, на фазу в нормальному режимі, обчислюється при механічному розрахунку гнучких струмопроводів разом із визначенням максимального провисання; γ_1 – питоме навантаження від власної маси провідника, МПа/м.

Задача 8.10. Вибрати число та марку проводів у гнучкому струмопроводі в колі генератора G1 – ТВФ - 100 (див. рис.3.1) в РП 10 кВ ТЕЦ, якщо $T_{\max} = 7500$ год, допустиме провисання за габаритно-монтажними умовами $h = 2,5$ м; відстань між фазами $D = 3$ м; максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3$ Н; $I_{0,0} = 43$ кА, $i_{уд} = 115,5$ кА (табл.3.3); $I_H = 6468,9$ А; $I_{\max} = 6809,4$ А (див. задачу 3.1); $B_k = 7950,7$ кА.

Розв’язання. Економічно вигідний переріз

$$S_{ек} = \frac{6468,9}{1} = 6468,9 \text{ мм}^2,$$

де за даними табл. 8.1 $j_{ек} = 1$ А/мм².

Струмопровід підвісимо на трьох несучих проводах АС-700/86, тоді переріз алюмінієвих проводів типу А

$$S_{ек.А} = S_{ек} - S_{CT.AC} = 6468,9 - 3 \times 700 = 4369 \text{ мм}^2.$$

Число проводів А-700

$$n = \frac{S_{ек.А}}{700} = \frac{4369}{700} = 6,24.$$

Отже, приймемо струмопровід 3хАС-700/86+7хА-700 діаметром 200 мм, $S_{CT} = 7000$ мм². Перевіримо струмопровід на нагрівання його струмами максимального режиму

$$I_{\text{доп}} = 3 \times 1040 + 7 \times 1080 = 10677 \text{ A} > I_{\text{макс}} = 6809,4 \text{ A}.$$

Мінімальний переріз, термічно стійкий до струмів к.з.

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B}}{C} = \frac{\sqrt{7950,7 \cdot 10^6}}{90} = 990,7 \text{ мм}^2,$$

де за даними табл. 8.7 $C = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Перевіримо струмопровід на електродинамічну стійкість за умовою зближення.

За (8.23) знайдемо електродинамічне зусилля:

$$q = \frac{1,5 \cdot 43000^2}{3} \cdot 10^{-7} = 92,45 \text{ Н/м}.$$

Силу тяжіння 1 м струмопроводу знайдемо за (8.24), згідно даних [7]:

$$g = 1,1 \cdot 9,8(3 \times 1,902 + 7 \times 1,9) = 204,9 \text{ Н/м}.$$

Приймаючи час спрацювання релейного захисту струмопроводу $\tau_{\text{р.з}} = 0,1 \text{ с}$ (диференційний захист), обчислимо:

$$\tau_{\text{ек}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{\tau_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{q}{g} = \frac{92,45}{204,9} = 0,45.$$

За діаграмою рис. 8.10 $v/h=0,18$, звідки $v=0,18 \cdot h=0,18 \cdot 2,5=0,45 \text{ м}$.

Розрахункове допустиме відхилення струмопроводу (його фази)

$$v_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3 - 0,2 - 0,2}{2} = 1,3 \text{ м}.$$

Отже, умова $v_{\text{доп}} \geq v$ виконується, гальванічного контакту між фазами при режимі к.з. не відбудеться.

Перевіримо гнучкий струмопровід на електродинамічну взаємодію провідників однієї фази.

Зусилля на кожний провідник фази згідно з (8.26)

$$q_n = \frac{10-1}{10^2} 2 \cdot 10^{-7} \frac{43000^2}{0,2} = 166,41 \text{ Н/м.}$$

Питоме навантаження на кожний провід фази при к.з.

$$\gamma_k = \frac{q_n}{S_{CT}} = \frac{166,41}{700 \cdot 10^{-6}} = 0,238 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3 = 0,238 \text{ МПа / м.}$$

Питоме навантаження на кожний провід фази від власної ваги

$$\gamma_1 = \frac{9,8m}{S_{CT}} = \frac{9,8 \cdot 1,902}{700 \cdot 10^{-6}} = 0,0266 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3 = 0,027 \text{ МПа / м.}$$

Максимальне напруження в проводі при нормальному режимі

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{T_{\text{ф.макс}}}{n S_{CT}} = \frac{100 \cdot 10^3}{10 \cdot 700 \cdot 10^{-6}} = 14,29 \text{ МПа / м.}$$

Далі згідно (8.27) знайдемо максимальну відстань між дистанційними розпірками:

$$\ell_p = 1,8 \cdot 14,29 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{19,2 \cdot 14,29 \cdot 159 \cdot 10^{-3}}{0,238^2 - 3,24 \cdot 0,027^2}} = 7,29 \text{ м.}$$

Таким чином, гнучкий струмопровід задовольнятиме умови електродинамічної стійкості при встановленні дистанційних розпірок не ближче ніж через кожні 7,29 м.

8.4 Перевірка провідників за умовами корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Процеси іонізації повітря навколо провідника спричиняють додаткові витрати енергії, виникнення електромагнітних хвиль, які негативно впливають на прийом радіоприймачами передач, появу озону, що шкодить поверхні контактних з'єднань провідників. Правильний вибір провідників повинен забезпечити зменшення впливу корони до допустимих

значень.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(+ \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (8.28)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні провідника, для багатодровових проводів $m = 0,82$; r_0 – радіус поверхні провода, см.

Напруженість електричного поля навколо поверхні нерозщепленого провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (8.29)$$

де U – лінійна напруга, кВ;

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

Якщо фази розміщені в горизонтальній площині, то, $D_{cp} = 1,26 D$, см

(D – відстань між сусідніми фазами, см).

У разі розщеплених фаз при напругах 220 кВ і вищих напруженість електричного поля, кВ/см:

$$E = K \frac{0,354 U}{n r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (8.30)$$

де K – коефіцієнт, що враховує число проводів у фазі;

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см, визначаються за даними табл. 8.12.

Таблиця 8.12

Значення коефіцієнтів K та $r_{ек}$

Найменування	Значення коефіцієнтів за числом проводів у фазі		
	2	3	4
Коефіцієнт K	$1 + 2 \frac{r_2}{a}$	$1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{r_2}{a}$	$1 + 3\sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}$
Еквівалентний радіус $r_{ек}, см$	$\sqrt{r_0 a}$	$\sqrt[3]{r_0 a}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 a}$

Відстань між проводами а у розщепленій фазі приймається в установках 220 кВ 20...30 см, в установках 330...750 кВ – 40 см.

У разі горизонтального розміщення проводів напруженість не проводах середньої фази приблизно на 7% більша порівняно з величинами, отриманими за (8.29), (8.30).

Крім того, проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні будь-якого проводу не перевищує $0,9 \cdot E_0$. У зв'язку з викладеним корона не виникає при виконанні умови

$$1,07 E \leq 0,9 E_0. \quad (8.31)$$

Задача 8.11. Перевірити за умовами корони сталеалюмінієвий провід АС-205/27, що з'єднує трансформатор зв'язку з системою Т1 з розподільним пристроєм 220 кВ, використовуючи дані схеми рис.3.1 та табл.3.3. Відстань між фазами, що розміщені горизонтально, 400 см.

Розв'язання. Обчислимо за (8.28) критичну напруженість електричного поля

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,9}} \right) = 27,21 \text{ кВ/см},$$

де за даними (7, табл. 7.35) $r_0 = 9,9$ см.

Напруженість навколо поверхні проводу АС-205/27 за (8.29)

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 220}{9,9 \lg \frac{504}{9,9}} = 5,1 \text{ кВ/см},$$

де $U = 1,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$, бо на шинах електростанції підтримується вища напруга для компенсації втрат:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 D = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см}.$$

Згідно з (8.31)

$$1,07 \cdot 5,1 = 5,46 < 0,9 \cdot 27,21 = 24,49 \text{ кВ/см}.$$

Отже, за даних умов корона не виникає.

Розділ 9. ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

9.1 Електричні схеми розподільних установок

До схем електричних з'єднань електростанцій та електричних установок пред'являються наступні загальні вимоги:

- 1) надійність роботи;
- 2) економічність;
- 3) гнучкість та практичність експлуатації (найбільша оперативна гнучкість схеми при виконанні операції над комутаційними апаратами дистанційно або засобами автоматики);
- 4) безпека обслуговування;
- 5) можливість розширення;

На вибір схем електричних з'єднань електростанцій впливає ряд факторів:

- 1) шини електростанцій;
- 2) кількість та потужність генераторів станції;
- 3) наявність та величина місцевого навантаження;
- 4) категорійність споживачів;
- 5) роль станції в енергосистемі;
- 6) схема та напруга в енергосистемі;
- 7) рівень струмів к.з.;
- 8) величини збитку при недовідпуску електроенергії споживачам, а також величина системного збитку при аварійному відключенні генераторів, блоків, міжсистемних зв'язків;
- 9) наявність місць для спорудження РУ (розподільні установки);
- 10) досвід та ерудиція проектанта.

При проектуванні схеми відшукується оптимальний варіант, який в певній мірі задовольняє перелічені вимоги.

1. Схема з однією секціонованою системою шин (рис.9.1).

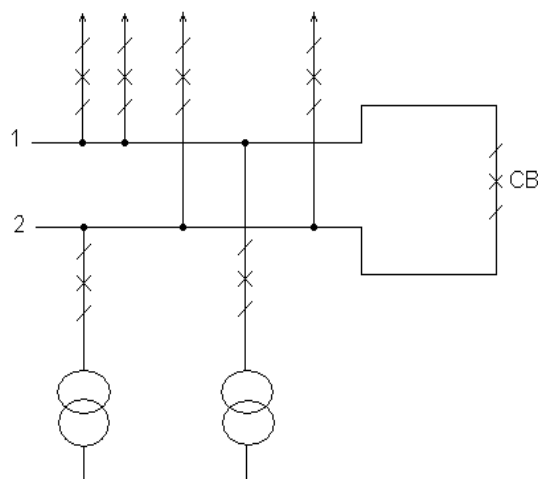


Рис.9.1. Схема з однією секціонованою системою шин.

Секції розташовують в два ряди. Це дає можливість скоротити довжину РП. А при збільшенні кількості приєднань просто перейти до схеми з двома системами шин.

2. Схема з двома несекціонованими системами збірних шин (рис.9.2).

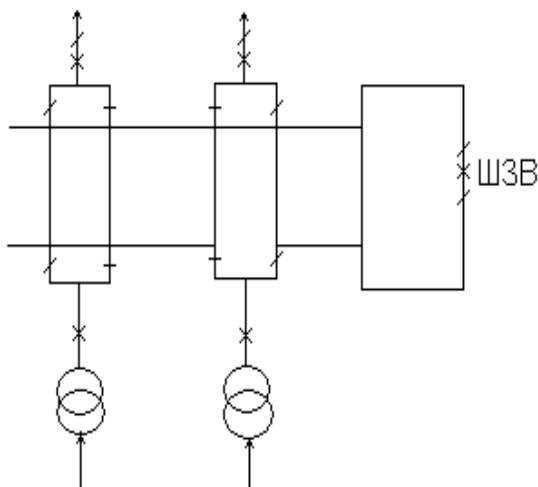


Рис. 9.2. Схема з двома несекціонованими системами збірних шин.

Дана схема застосовується в ряді систем у комутаційних вузлах, де проходять лінії з великими міжсистемними потоками потужності. Нормально в роботі знаходяться обидві системи шин і ШЗВ (шиноз'єднуючий вимикач) ввімкнутий. Джерела та навантаження рівномірно розподіляються між системами шин. Під час ремонту однієї з шин чи шинного роз'єднувача, всі приєднання переводяться на одну систему шин.

3. Схема з однією секціонованою системою збірних шин та з обхідною системою (рис.9.3).

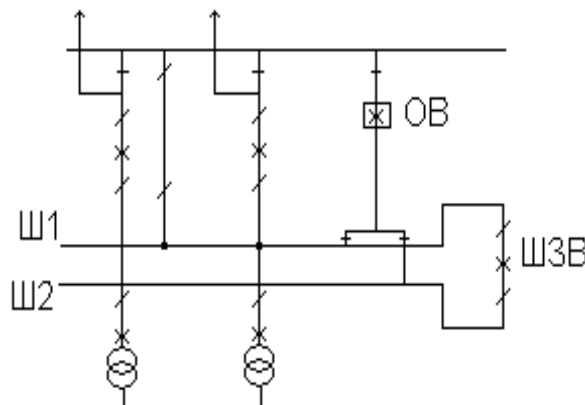


Рис.9.3. Схема з однією секціонованою системою збірних шин та з обхідною системою.

Найбільш часті к.з. виникають на лініях електропередачі. Тому лінійні вимикачі спрацьовують частіше, ніж вимикачі інших приєднань. Масляні вимикачі потребують профілактичного ремонту після 3-4 відключень к.з.; повітряні вимикачі після 6-12 відключень к.з.

Наявність обхідної системи шин дає можливість виводити в ремонт будь-який лінійний вимикач без розриву кола струму.

Приєднання трансформаторів ТЕЦ на обхідну систему шин, як правило, не заводять.

Перевід лінії на обхідну систему шин виконують в наступній послідовності:

- 1) в колі обхідного вимикача вмикають роз'єднувачі зі сторони обхідної системи шин і однієї із систем шин, до якої приєднана дана лінія;
- 2) обхідним вимикачем опробовують (ставлять під напругу) обхідну систему шин;
- 3) вимикають вимикач;
- 4) вмикають роз'єднувач лінії на обхідну систему шин;
- 5) вмикають обхідний вимикач;
- 6) вимикають лінійний вимикач;

7) відключають обидва роз'єднувача лінійного вимикача.

Схема з обхідною системою шин виконується при кількості ліній 5-7 та більше.

З метою економії функції обхідного та секційного вимикача можуть бути об'єднані. В схемі замість ШЗВ виконана перемичка із двох роз'єднувачів. У нормальному режимі ця перемичка ввімкнута, обхідний вимикач (ОВ), приєднаний до секції Ш2, також ввімкнутий. Таким чином секції Ш1 і Ш2 з'єднані між собою через роз'єднувачі перемички та ОВ. При цьому ОВ виконує функції секційного вимикача.

4. *Схема з двома робочими і обхідною системою шин (рис.9.4).*

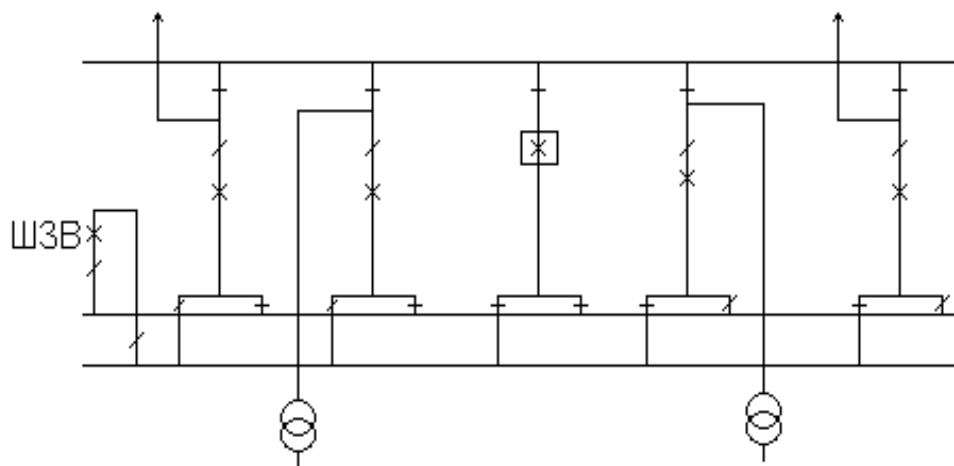


Рис.9.4. Схема з двома робочими і обхідною системою шин.

Дана схема з одним вимикачем на коло та кількістю приєднань 7-15 (на електричних станціях до 12 приєднань) застосовується для РП 110-220 кВ. При к.з. на шинах відключається шиноз'єднуючий вимикач (ШЗВ) і тільки половина приєднань (рис.9.4). Це збільшує надійність схеми.

Якщо пошкодження на шинах стійке, то приєднання, що відключилися, переводять на непошкоджену систему шин. Перерва електропостачання визначається тривалістю перемикування.

Для РП 110 кВ і вище існують суттєві недоліки:

1. Відмова одного вимикача при аварії призводить до відключення всіх джерел живлення та ліній, приєднаних до даної системи шин.

При потужних блоках запуск їх після скиду навантаження на термін

більше 30 хв. може тривати декілька годин.

2. Пошкодження ШЗВ правомірно к.з. на обох системах шин, тобто призводить до відключення всіх приєднань.

3. Велика кількість операцій роз'єднувачами під час виводу на ревізію та ремонт вимикачів ускладнює експлуатацію РП.

4. Необхідність установки ШЗВ, обхідного вимикача та велику кількість роз'єднувачів збільшує затрати на будівництво РП.

Збільшити гнучкість та надійність схеми можна секціонуванням однієї або двох систем шин.

На ТЕЦ і АЕС при 12-16 приєднань секціонується одна шина, при більшій кількості приєднань — дві системи шин.

Для електростанцій з потужними енергоблоками (300 МВт та вище) надійність схеми збільшується за рахунок приєднання джерела через розвилку із двох вимикачів. Ці вимикачі в нормальному режимі виконують функції шиноз'єднуючого вимикача.

5. *Схема з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання (рис.9.5).*

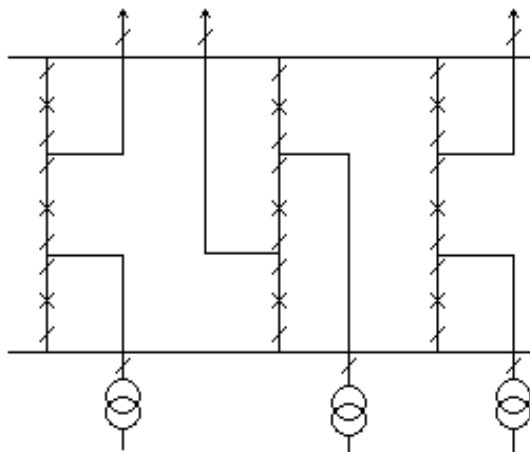


Рис.9.5. Схема з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання.

Дану схему застосовують для РП 330-750 кВ. На кожне приєднання мається півтора вимикача. Схема називається „схема з 3/2 вимикача на коло”. В нормальному режимі всі вимикачі ввімкнуті. Обидві системи шин знаходяться

під напругою. Роз'єднувачі виконують функцію тільки для відділення вимикача при ревізії.

Переваги схеми:

- при ревізії будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі;
- висока надійність, тому що всі приєднання залишаються в роботі навіть при пошкодженні на збірних шинах;
- схема дає можливість в робочому режимі без операцій роз'єднувачами проводити опробування вимикачів;
- ремонт шин, чистка ізоляторів, ревізія шинних роз'єднувачів проводиться без порушень роботи кіл.

Недоліки схеми:

- відключення к.з. на лінії проводиться двома вимикачами. Це збільшує загальну кількість ревізій вимикачів;
- збільшення вартості конструкції РП при непарній кількості приєднань, так як одне приєднання здійснюється через два вимикача;
- зниження надійності схеми якщо кількість ліній не відповідає кількості трансформаторів;
- ускладнення релейного захисту.

6. *Схема з двома системами шин та чотирма вимикачами на три кола.
(4/3 вимикача на приєднання) (рис.9.6).*

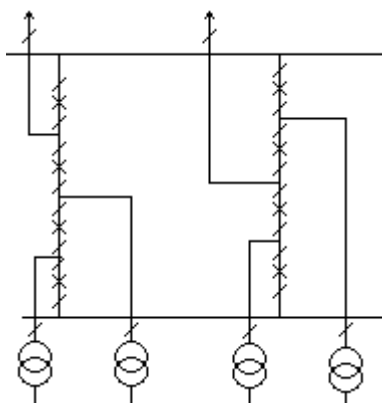


Рис.9.6. Схема з двома системами шин та чотирма вимикачами на три кола
(4/3 вимикача на приєднання).

Переваги схеми:

- 1) схема більш економічна;
- 2) секціонування збірних шин потребує тільки при 15 приєднань і більше;
- 3) надійність схеми не знижується, якщо в одному колі приєднані дві лінії і один трансформатор, замість двох трансформаторів і однієї лінії;
- 4) конструкція РП економічна.

Недоліки схеми:

- 1) к.з. на лінії відключається двома вимикачами. Це збільшує загальну кількість ревізій вимикачів;
- 2) більш дорога конструкція РП при непарному приєднанні;
- 3) зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає кількості трансформаторів;
- 4) ускладнений релейний захист;
- 5) збільшення кількості вимикачів у схемі.

7. Кільцеві схеми.

У кільцевих схемах вимикачі з'єднуються між собою і створюють коло. Кільцеві схеми переважно застосовують на прохідних підстанціях.

Окрім економічності кільцеві схеми мають переваги:

- 1) кожне приєднання комутується двома вимикачами;
- 2) ревізія будь-якого вимикача проводиться без перерв в електропостачанні та без спеціальних обхідних пристроїв;
- 3) відсутні в електричному розумінні збірні шини, що підвищує надійність схеми в цілому, а також спрощує експлуатацію.

Область застосування кільцевих схем визначається призначенням та місцем розташування підстанції в системі, а також кількістю приєднань.

Найбільш розповсюджені кільцеві схеми:

1. Трикутник та розширений трикутник (рис.9.7).

Схема трикутника застосовується при кількості приєднань, що дорівнює трьом. Можливе застосування схеми на одиночній мало завантаженій лінії 220-330 кВ (рідше 110 кВ), переважно мало відповідального значення. А також на

лініях при необхідності розрізу в даному пункті мережі для забезпечення двостороннього живлення проміжних підстанцій.

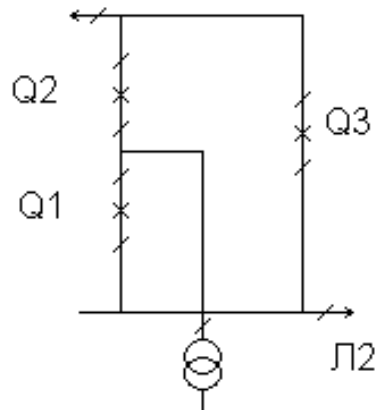


Рис.9.7. Схема трикутника та розширеного трикутника.

У розширеному трикутнику (рис.9.8) за рахунок установки ще одного трансформатора підвищується надійність електропостачання споживачів. Дана схема економічна. Але область застосування її в мережі 330 кВ обмежена.

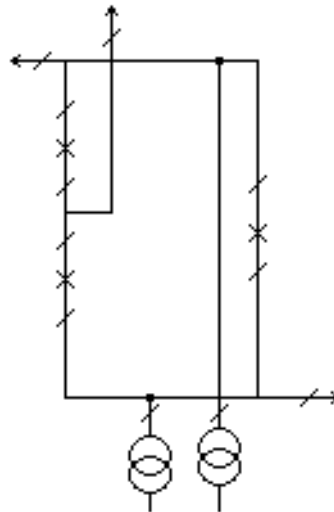


Рис.9.8. Схема розширеного трикутника.

2. *Схема чотирикутника (квадрат) та розширений чотирикутник (рис.9.9).*

Застосовується схема при чотирьох приєднаннях на клас напруги 220 кВ при потужності трансформаторів 125 МВ·А та на клас напруги 330-750 кВ при будь-якій потужності трансформаторів. Також застосовується в якості комутаційного вузла, який секціонує одиночну лінію. Ця схема має високу

надійність. Повне погашення підстанції з даною схемою практично виключається.

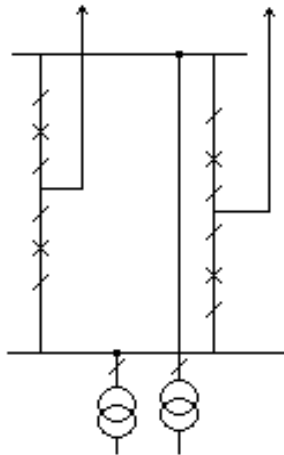


Рис.9.9. Схема чотирикутника (квадрат) та розширеного чотирикутника.

Схема економічна і має ще ряд переваг:

- 1) повністю автоматична;
- 2) дає можливість опробувати вимикачі без порушень в схемі;
- 3) дає можливість здійснювати пофазне АПВ ліній.

Схема розширеного чотирикутника (рис.9.10).

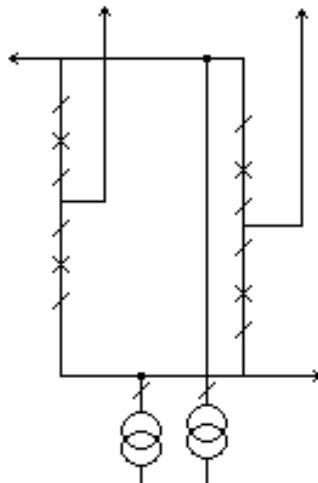


Рис.9.10. Схема розширеного чотирикутника.

У цій схемі використовують елемент блоку Л-Т (лінія-трансформатор) при довжинах лінії 70-100 км. Схема економічна, так як кількість вимикачів менше кількості приєднань. В колі приєднання ліній роз'єднувачів не встановлюють.

Це спрощує конструкцію відкритих розподільних пристроїв (ВРП).

3. *Схема шестикутника (рис.9.11).*

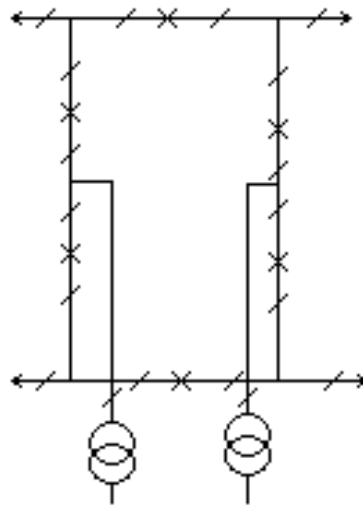


Рис.9.11. Схема шестикутника.

Схему застосовують на дволанцюгових лініях електропередачі, що працюють зі значним запасом по стійкості при напрузі не вище 220-330 кВ. Установка вимикачів в нижній перемичці надає схемі більшу надійність, гнучкість та повну автоматичність. Під час ревізії одного з вимикачів та аварійної ситуації на іншому приєднанні, схема розпадається на окремо працюючі частини. Це погіршує умови безперебійного живлення споживачів.

8. *Спрощені схеми РП.*

Спрощені схеми застосовують на стороні 35-220 кВ з невеликою кількістю приєднань. У цих схемах відсутні збірні шини та кількість вимикачів зменшене. В деяких схемах вимикачів високої напруги взагалі не передбачають.

Спрощені схеми дають можливість:

- 1) знизити витрати електрообладнання;
- 2) знизити вартість РП;
- 3) прискорити монтаж РП.

До спрощених схем РП можна віднести:

- 1) схему блок Т-Л з вимикачем високої напруги;
- 2) схему блок Т-Л з відокремлювачем;

- 3) схему два блока з відокремлювачем та неавтоматичною перемичкою;
 - 4) схему містка з вимикачами.
- 1). *Схема блок Т-Л з вимикачем високої напруги (рис.12).*

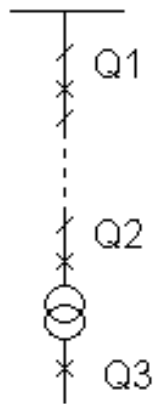


Рис.9.12. Схема блок трансформатор - лінія з вимикачем ВН.

Під час аварії в лінії відключається вимикач Q1 на початку лінії та Q2 зі сторони високої напруги трансформатора.

При к.з. в трансформаторі відключаються вимикачі Q2 і Q3.

В блоках генератор – трансформатор – лінія вимикач Q2 не встановлюють і любое пошкодження в блоці відключається вимикачами генераторним Q3 та на районній підстанції Q1.

- 2). *Схема блок трансформатор-лінія з відокремлювачем (рис.9.13).*

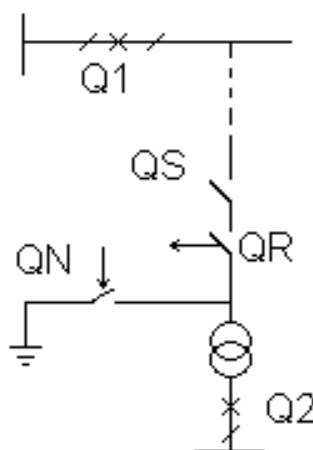


Рис.9.13. Схема блок трансформатор-лінія з відокремлювачем.

Зі сторони ВН встановлені відокремлювач QR та короткозамикач QN.

Для відключення трансформатора в нормальному режимі відключають навантаження вимикачем Q2 зі сторони 6-10 кВ. Потім відокремлювачем QR відключають струм намагнічування трансформатора (не більший 20 А).

При пошкодженні в трансформаторі релейним захистом вимикається вимикач Q2 та посиляється імпульс на вимикання вимикача Q1 на підстанції енергосистеми.

Імпульс на вимикання може передаватися по:

- 1) спеціально прокладеному кабелю;
- 2) по мережах телефонного зв'язку;
- 3) по високочастотному каналу лінії високої напруги.

Одержавши телевідключаючий імпульс, вимикач Q1 вимикається, після чого автоматично вимикається відокремлювач QR. Після спрацювання QR автоматично вмикається вимикач Q1. При чому пауза в схемі АПВ погоджена з часом вимикання відокремлювача QR.

При відсутності телевідключаючого імпульсу на стороні високої напруги встановлюють короткозамикач QN. При пошкодженні в трансформаторі – спрацьовує його захист, подає імпульс на привод QN, який вмикається і створює штучне к.з. Релейний захист лінії спрацьовує і вимикач Q1 вимикається.

Релейний захист лінії може бути нечутливий до пошкоджень в трансформаторі. Тому і встановлюють короткозамикачі. Але ця установка короткозамикача створює важкі умови для роботи вимикача Q1, так як відключає невіддалені к.з. Надійність схеми залежить від надійності роботи відокремлювача та короткозамикача.

3). Схема два блока з відокремлювачами та неавтоматичною перемичкою (рис.9.14).

Схему застосовують на двотрансформаторних підстанціях 35/220 кВ. Для більшої гнучкості схеми два блока з'єднані неавтоматичною перемичкою з двох роз'єднувачів QS3 і QS4. У нормальному режимі роботи в цій перемичці один роз'єднувач вимкнений. Якщо ця умова не виконується, то при к.з. влюбій

лінії релейний захист відключає обидві лінії, порушуючи електропостачання всієї підстанції.

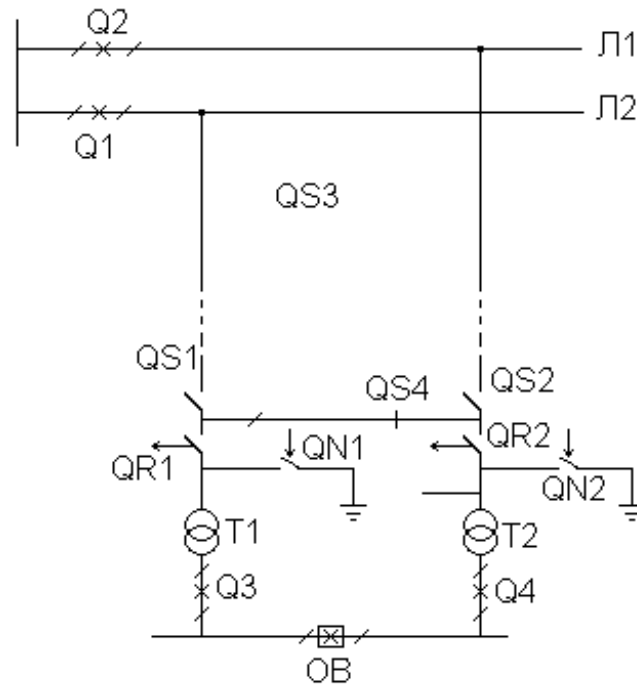


Рис.9.14. Схема два блока з відокремлювачами та неавтоматичною перемичкою.

При стійкому пошкодженні на лінії Л1 відключається Q1, Q3 і дією АВР на стороні 6-10 кВ вмикається секційний вимикач QB.

Якщо лінія виводиться в ревізію, то черговий персонал підстанції зі сторони низької напруги вимикає вимикач Q3, вимикає лінійний роз'єднувач QS1 та вмикається в перемичці роз'єднувач QS4. Потім вмикається вимикач Q3, тобто трансформатор T1 ставиться під навантаження і вимикається секційний вимикач QB. На напругу 220 кВ в схемі перед відокремлювачами QR1 і QR2 встановлюють роз'єднувачі.

4). Схема містка з вимикачами (рис.9.15).

У нормальному режимі вимикачі Q1, Q2 і Q3 увімкнуті.

При пошкодженні в Л1 (лінія 1) вимикається вимикач Q1 і трансформатор живиться через вимикач Q3 від лінії Л2 (лінія 2).

При пошкодженні в трансформаторі T1 вимикається Q4 зі сторони 6-10 кВ та вимикачі Q1 і Q3. У цьому випадку лінія Л1 не пошкоджена, але вона

вимкнута. Це недолік схеми.

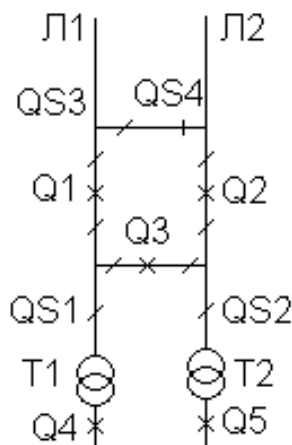


Рис.9.15. Схема містка з вимикачами.

Лінію Л1 ставлять в роботу так: вимикають роз'єднувач QS1 і вмикають вимикач Q1 і Q3. Для збереження в роботі обох ліній при ревізії любого вимикача (Q1,Q2,Q3) передбачається допоміжна перемичка з двох роз'єднувачів QS3 і QS4.

У нормальному режимі в перемичці роз'єднувач QS3 та вимикачі Q1, Q2, Q3 увімкнуті, а QS4 вимкнений.

Для ревізії вимикача Q1 спочатку вмикають роз'єднувач QS4, потім вимикають вимикач Q1 і роз'єднувачі по його обидві сторони. В результаті обидві лінії Л1, Л2 і обидва трансформатора Т1 і Т2 залишаються в роботі. Якщо в цьому режимі відбудеться к.з. на одній із ліній, то вимикається вимикач Q2, тобто обидві лінії залишаються без напруги.

9.2 Електричні схеми підстанцій

Головні схеми підстанцій вибираються з врахуванням схеми розвитку електричних мереж енергосистеми чи схеми електропостачання району.

За способом приєднання до мережі всі підстанції поділяються на:

- 1) тупикові;
- 2) відгалужені;

3) прохідні;

4) вузлові.

Тупикові підстанції – це підстанції, які одержують електроенергію від однієї установки по одній або декількох паралельних лініях.

Ці підстанції виконують за спрощеними схемами без вимикачів ВН. Однотрансформаторні тупикові підстанції на стороні 35÷330 кВ виконують за схемою блок трансформатор-лінія без комутаційної апаратури або з одним роз'єднувачем. Це за умови, що захист лінії має достатню чутливість до пошкоджень в трансформаторі. А також якщо передбачена передача телевідключаючого імпульсу. Якщо передбачається кабельний ввід в трансформаторі, то роз'єднувач не встановлюється.

Тупикові підстанції 35 кВ можуть виконуватися по схемі блоку трансформатор-лінія з установкою роз'єднувача і запобіжника. При умові, що запобіжник забезпечує надійний захист трансформатора, а також при забезпеченні селективності з захистом ліній на стороні НН. Якщо ці умови не виконуються, то застосовується схема з відокремлювачем. Для підстанції 35 кВ допускається застосування вимикачів замість відокремлювачів. Тупикові двохтрансформаторні підстанції виконуються за схемою двох блоків з роз'єднувачами, запобіжниками або відокремлювачами без перемички між блоками.

Відгалужені підстанції приєднуються глухою відпайкою до однієї або двох прохідних ліній.

Підстанції 35÷220 кВ з глухою відпайкою виконується по схемі двох блоків з відокремлювачами та короткозамикачами. Перемичка між блоками неавтоматична з двома роз'єднувачами.

Відгалужена однотрансформаторна підстанція виконується по схемі блока лінія - трансформатор з відокремлювачами та короткозамикачами.

На підстанції 500÷750 кВ застосовується схема з двома вимикачами на приєднання.

Прохідна підстанція - включається в розсічку однієї або двох ліній з

двохстороннім чи одностороннім живленням.

Якщо підстанція включається в розсітку лінії з двохстороннім живленням, то в колах трансформаторів встановлюються відокремлювачі, а в перемичці – вимикач. Така схема застосовуються на напругу 35-220 кВ при потужності трансформаторів до 125 МВ·А включно. У РП 35 кВ перемичка з роз'єднувачами не передбачається, оскільки тривалість ремонту вимикачів 35 кВ незначна.

На підстанції 220 кВ перед відокремлювачем встановлюються роз'єднувачі. Це дає можливість зберегти транзит потужності по містку з вимикачем під час ревізії відокремлювача. Схема місток (рис.9.16), яка виконана з застосуванням вимикачів, застосовується, коли один із трансформаторів на протязі доби при зниженні навантаження вимикається, а лінії, що живлять підстанцію, мають незначну довжину.

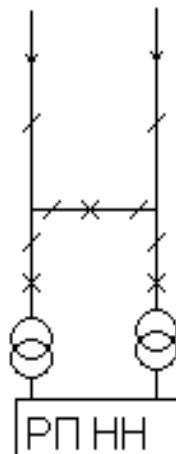


Рис.9.16. Схема місток.

Схема (рис.9.17) доцільна в тих випадках, коли лінії, що живлять підстанцію, мають велику довжину і ймовірність їх пошкоджень велика.

Схеми містка доцільно застосовувати, коли лінії йдуть на підстанцію від одного вузла системи, тобто коли нема необхідності забезпечувати транзит потужності по лініях.

При значній кількості приєднань на стороні ВН підстанції застосовуються схеми з однією секціонованою системою шин і з обхідною; з двома

несекціонованими системами шин і обхідною.

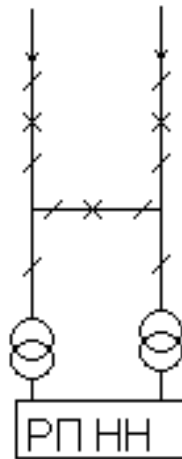


Рис.9.17. Схема «місток».

Вузлові підстанції – це підстанції, до яких приєднано більше двох ліній від мережі, що живить підстанцію.

На шинах 330-750 кВ вузлових підстанцій здійснюється зв'язок окремих частин енергосистеми або зв'язок двох систем. Тому до схем на високій напрузі пред'являються підвищені вимоги щодо надійності. В цьому випадку застосовують схеми з багатократним приєднанням ліній:

- 1) кільцеві схеми;
- 2) схеми 3/2 вимикача на коло;
- 3) схеми Т-Ш з приєднанням ліній через два вимикача;
- 4) схема з півтора приєднанням ліній.

На стороні СН 110÷220 кВ потужних підстанцій застосовуються схеми з однією робочою і однією обхідною системами шин або з двома робочими і однією обхідною системами шин.

При виборі схеми на стороні НН в першу чергу звертають увагу на обмеження струмів к.з.

При необхідності більш глибокого обмеження струмів к.з. застосовують групові реактори в колах трансформаторів.

На стороні НН підстанції частіше всього застосовують одну секціоновану систему шин з відокремленою роботою секцій.

Для вибору головних схем електричних з'єднань мережних підстанцій можна сформулювати основні принципи і положення:

1. Правильний вибір головної системи підстанції можливий тільки на основі аналізу режимів роботи мережі і підстанцій в нормальних і аварійних режимах;
2. Важливим фактором є збереження в аварійних режимах, які супроводжуються відмовою вимикачів, найбільшої кількості ліній з достатньою пропускною здатністю та необхідним запасом по стійкості;
3. Вибір головної системи підстанції повинен виконуватися залежно від місця розташування в мережі;
4. Основним принципом побудови схеми підстанції є принцип побудови комбінованих схем з вибором та розстановкою різних комутаційних апаратів;
5. По оцінці надійності схем слід виходити з того положення, що сучасні вимикачі виконуються по модульному принципу;
6. Враховуючи те, що трансформатори і автотрансформатори мають удосконалену технологію виробництва, то не вигідно приєднувати трансформатори до шин підстанції через силові вимикачі. У сучасних схемах на ВН повинні застосовуватися елементи блоку Ш-Т, а для підстанцій I і II категорії елементи блоку Л-Т;
7. При виборі схеми мережних підстанцій I і II категорій доцільно проводити підрахунки експлуатаційної надійності схеми; використовувати мінімум вимикачів; проводити оцінку можливого збитку із-за недовідпуску електроенергії;
8. Для системних підстанцій III категорії принципом побудови схеми є принцип багатократного приєднання ліній.

Цей принцип зводиться до наступного:

- 1) При відмові вимикача чи пошкодженні іншого апарату схеми не повинні випадати лінії, окрім тієї, до якої приєднаний вимикач, що відмовив;
- 2) Не повинно випадати більше однієї лінії; короткочасне випадання трансформатора для підстанції не може бути характеристикою стану відмови

схеми;

3) При збігу відмови вимикача пошкодженої лінії з ревізією будь-якого іншого вимикача можливе випадання двох ліній, але такий випадок має малу повторність.

Таким чином, на сучасних підстанціях всіх типів та категорій схема електричних з'єднань повинна забезпечувати: автоматичність схеми, експлуатаційні зручності схеми, економічну доцільність схеми.

9.3 Шини і шинопроводи розподільних пристроїв

Збірними шинами розподільних пристроїв є неізолювані, порівняно масивні токоведущие провідники прямокутного, круглого або профільного перетину. В межах приміщення закритого РП всі відгалуження від шин і приєднання до апаратів виконуються також голими провідниками, утворюючи ошиновку.



Рис.9.18. Шини в розподільчому пристрої 10 кВ.

Збірні шини є центральними і найбільш відповідальною частиною РУ, оскільки до них поступає електроенергія від всіх генераторів станції (або трансформаторів підстанції) і до них же приєднуються всі відхідні лінії.

Рис.9.19. Шинний міст між комірками КСО-272.

У закритих РП до 35 кВ включно збірні шини виконують з алюмінієвих смуг прямокутного перетину. Сталеві шини



застосовують в електроустановках малої потужності при струмах навантаження не зверху 300—400 А.

Слід зазначити, що прямокутні (плоскі) провідники економічніші, ніж круглі. При рівній площі перетину в прямокутній шині бічна поверхня охолодження більша, ніж в круглій.

У приміщенні РП шини вмонтовуються на спеціальних шинних полицях або каркасах апаратних вічок. Шини укладаються на опорних фарфорових ізоляторах на ребро або навзнаки і закріплюються за допомогою шиноутримувачів.

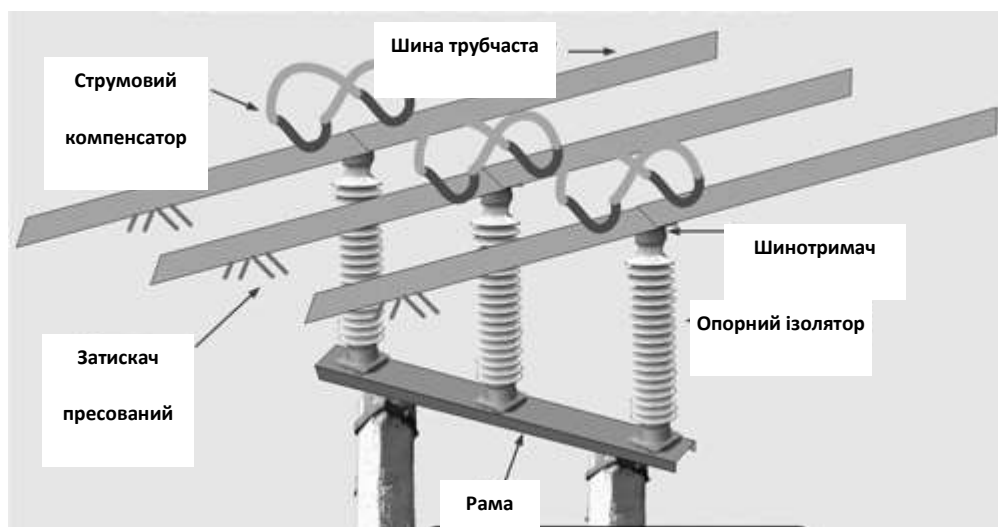


Рис.9.20. Встановлення жорсткої системи шин на ВРП-110 кВ.

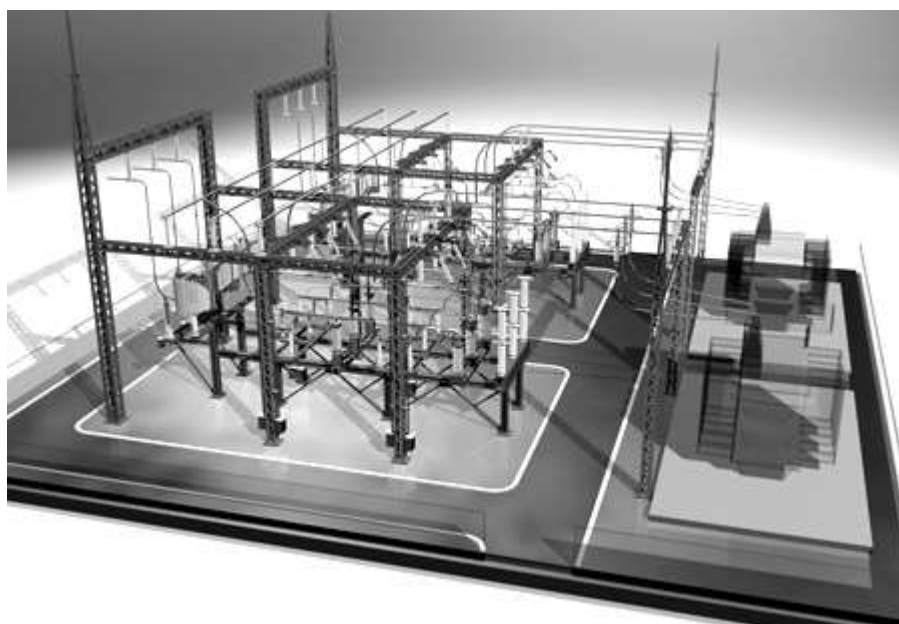


Рис.9.21. Зовнішній вигляд ошиновки ВРП 110 кВ.

Існує багато різних способів установки шин. Кожному з них властиві свої переваги і недоліки.

Умови охолодження шин, встановлених на ребро, краще, ніж розташованих навзнаки. У першому випадку коефіцієнт тепловіддачі на 10-15% вищий, ніж в другому, і це враховується при визначенні що допускається струмового навантаження (ПУЕ). Шини, звернені до сусідніх своєю вузькою стороною (ребром), володіють більшою механічною стійкістю.

Для можливості переміщення шин уздовж їх віспи при температурному подовженні шина в середині ділянки кріпиться жорстко, а в прольоті - вільно. Крім того, при великій довжині шин встановлюють компенсатори, які переймають на себе температурні подовження. Дві шинні смуги з'єднуються між собою за допомогою гнучкого пакету тонких мідних або алюмінієвих стрічок. Кінці шинних смуг мають на опорному ізоляторі не жорстке, а ковзаюче кріплення через подовжні овальні отвори.

Для виключення температурної напруги шини в деяких випадках приєднуються до нерухомих апаратів (затискач) за допомогою гнучких пакетів, які нарощуються на кінцях жорстких шин.

Найбільші вживані розміри односмугових мідних і алюмінієвих шин складають 120x10 мм.

При великих струмових навантаженнях (для мідних шин більше 2650 А і для алюмінієвих - 2070 А) застосовують багатосмугові шини - пакети з двох і рідше з трьох смуг на фазу; нормальна відстань між смугами в пакеті приймають рівним товщині однієї смуги (b).

Близькість смуг одного і того ж пакету один до одного викликає нерівний розподіл струму між ними: велике навантаження доводиться на крайні смуги пакету і менша - на середніх. Наприклад, в трьохсмуговому пакеті в крайніх смугах протікає по 40%, а в середній - лише 20% повного струму фази. Це явище, аналогічне явищу поверхневого ефекту в одному провіднику, робить недоцільним вживання більше трьох смуг шин при змінному струмі.

Слід зазначити, що прямокутні (плоскі) провідники економічніші, ніж

круглі. При рівній площі перетину в прямокутної шини бічна поверхня охолодження більша, ніж в круглої.

У приміщенні РП шини вмонтовуються на спеціальних шинних полицях або каркасах апаратних вічок. Шини укладаються на опорних фарфорових ізоляторах на ребро або навзнаки і закріплюються за допомогою шиноутримувачів.

При робочих струмах, що перевищують допустимі для двосмугових шин, найдоцільніше застосовувати шини профілю (швелери) корита, що дають можливість краще використовувати провідниковий матеріал і отримати високу механічну міцність.

В даний час в потужних установках застосовують пакет з двох швелерів на фазу, який наближається формою і кї до порожнистого квадрата. Найбільший розмір швелера із стінкою 250 мм і завтовшки 12,5 мм при двох швелерах в пакеті дозволяє передавати струм 12 500 А для міді і 10 800 А - для алюмінію.

Шини і вся ошиновка закритого РП забарвлюються емалевими фарбами в пізнавальні кольори, що дозволяє оперативному персоналу легко розпізнавати токоведущі частини, що відносяться до певних фаз і кіл.

Крім того, забарвлення захищає шини від окислення і покращує тепловіддачу з їх поверхні. Збільшення допустимого струму від забарвлення шин складає 15-17% для мідних і 25-28% для алюмінієвих шин.

Для шин різних фаз застосовують наступні кольори забарвлення: трифазний струм: фаза А - жовтий, фаза В - зелений, фаза С- червоний; нульові шини: при незаземленій нейтралі - білий, при заземленій нейтралі, а також заземлюючі провідники - чорний; постійний струм: позитивна шина - червоний, негативна шина - синій.

Ошиновка відкритих РП може виконуватися гнучкими дротами або жорсткими шинами. При напрузі 35, 110 кВ і вище для підвищення коронної напруги і зниження втрат на корону застосовують дроти лише круглого перетину.

У більшості відкритих РП ошиновка виконується з багатодротяних

сталеалюмінієвих дротів такої ж конструкції, як і на лініях електропередач.

Мідні дроти для ошиновки застосовуються лише в тих випадках, коли відкрите РП розташоване поблизу (близько 1,5 км.) берегів солоних морів або хімічних заводів, активні випари яких і віднесення можуть викликати швидку корозію алюмінієвих дротів. В окремих випадках у відкритих РП застосовують жорстку ошиновку, яка виконується із сталевих або алюмінієвих труб, що укріплюються на опорних ізоляторах.

Перетини шин і інших струмопровідних провідників можуть бути розраховані виходячи з величини робочих струмів і температур, що допускаються, на підставі умов нагріву.

Що стосується шин, що застосовуються в РП, то перетини їх стандартизовані і для них складені таблиці допустимих тривалих струмових навантажень. Тому в практичних умовах немає необхідності вести розрахунок по формулах, а досить виробити вибір по таблицях.

Таблиці допустимих тривалих струмових навантажень на голі шини і дроти розраховані і перевірені експериментально; при їх складанні прийнята допустима температура нагріву 70°C при температурі довколишнього повітря $+25^{\circ}\text{C}$.

Такі таблиці для стандартних перетинів шин і дротів з основних провідникових матеріалів і певних профілів (прямокутний, трубчастий, швелер, порожнистий квадрат і ін.) приведені в ПУЕ і довідники.

Для шин прямокутного перетину табличні струмові навантаження складені при установці їх на ребро; тому при розташуванні шин навзаки навантаження мають бути зменшені на 5% для шин шириною смуг до 60 мм і на 8% для шин шириною смуг більше 60 мм. У тих випадках, коли середня температура довколишнього повітря відрізняється від стандартної ($+25^{\circ}\text{C}$), навантаження шин, що допускаються, отримані з таблиць, мають бути перераховані.

Слід зазначити, що збірні шини РУ всієї напруги по економічній щільності струму не вибирають, оскільки економічні перетини при великих струмах виходять рівними або менше перетинів, вибраних по нагріву.

Окрім цього, шини РП перевіряють на термічну і електродинамічну стійкість при к.з., а при 110 кВ і вище - також на корону.

Таким чином, провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимогам гранично допустимого нагріву з обліком не лише нормальних, але і аварійних режимів.

Якщо перетин провідника, визначений за економічними умовами і умовами тривалого навантаження, не дорівнює перетину, який потрібний за іншими аварійними умовами (термічна і динамічна стійкість при к.з.), то повинен прийматися більший перетин, що задовольняє всім умовам.

Слід також відзначити, що при установці шин великих перетинів необхідно забезпечувати найменші додаткові втрати від поверхневого ефекту і ефекту близькості і найкращі умови для охолодження. Це може бути досягнуто шляхом зменшення числа смуг в пакеті і їх належного просторового і взаємного розташування, раціональної конструкції пакету, вживання профільних шин - коритах, порожнистих тощо.

При вживанні сталевих шин визначення величини допустимого струму виробляється декілька іншим дорогою.

У сталевих шинах унаслідок поверхневого ефекту відбувається значне витіснення струму до поверхні провідника глибина проникнення не перевищує 1,5-1,8 мм.

Дослідженнями встановлено, що допустиме навантаження сталевих шин змінним струмом практично залежить від периметра поперечного перетину шин, а не від площі цього перетину.

На підставі цих досліджень прийнятий наступний спосіб розрахунку сталевих шин змінного струму:

В ГОСТ 28668.1-91 (МЕК 439-2-87) вказано, що шинопровід - це комплектний пристрій, що пройшов типові випробування, у вигляді системи провідників, розміщених усередині лотка, труби або іншої подібної оболонки, яке складається з розділених проміжками шин, які у свою чергу спираються на ізоляційний матеріал.

Шинопровід може складатися з наступних частин:

- секції з місцями для приєднання відгалужувальних пристроїв, або без них;
- секції транспозиції фаз, гнучкі, компенсаційні, перехідні або приєднувальні секції;
- безпосередньо відгалужувальні пристрої.

Вочевидь, сам термін «шинопровід» не дає нам уявлення про перетин, геометричну форму або розміри самого провідника. Іншими словами, шинопровід є системою жорстких мідних або алюмінієвих шин, поміщених в захисну металеву оболонку; ізольовану систему шин, призначену для передачі і розподілу електричної енергії.

Типовий шинопровід розрахований на напругу до 1000 В, і поставляється у вигляді комплектних секцій.

На основі конструкцій з жорсткою ошиновкою вперше були створені КРП напругою 110 і 220 кВ. Трудомісткість споруди і терміни введення ВРП з жорсткими шинами значно нижче, ніж з гнучкими, особливо при використанні елементів і блоків високої заводської готовності.

Наприклад, загальна тривалість будівництва комплектних підстанцій типу КТПБ 110 кВ з жорсткою ошиновкою, з двома трансформаторами потужністю до 25 000 кВА кожен складає 2, а з гнучкою ошиновкою - 5-8 мес при більшій чисельності робітників [6].

В той же час досвід експлуатації, монтажу, проектування, а також експериментальні і теоретичні дослідження виявили деякі недоліки жорсткої ошиновки. У ВРП з жорсткими шинами встановлюється велика кількість опорних ізоляторів, тому витрати часу на очищення ізоляторів вищі, ніж в ВРП з гнучкими шинами. Опорні ізолятори і жорсткі шини порівняно дорогі.

Жорстка ошиновка чутлива до сейсмічних дій, а також до тих, що просіли і нахилим опорних конструкцій, вимагає точної установки ізоляційних опор, а отже, високої якості виконання будівельно-монтажних робіт. Жорсткі шини схильні до вітрового резонансу, для боротьби з яким доводиться встановлювати

демпфуючі пристрої, гасителі вібрацій або застосовувати інші пристрої. Більшість апаратів доки мають лише плоскі контактні затиски і не пристосовані для безпосереднього під'єднування трубчастих шин.

Не дивлячись на вказані недоліки, впровадження жорсткої ошиновки дозволяє підвищити техніко-економічні показники ВРП напругою 110 кВ і вище.

Зіставивши показники ВРП з гнучкими шинами і жорсткою заводською ошиновкою, виконаних по типових проектах для підстанцій 110 кВ за схемою одна робоча секціонована і обхідна система шин з двома трансформаторами і трьома відхідними лініями, отримаємо: вживання жорсткої ошиновки у ВРП збірного типу 110, 220 і 500 кВ дозволить зменшити металоємність ВРП на 35-50, витрата залізобетону - на 10-20, об'єм будівельно-монтажних робіт і трудовитрат - до 25%.

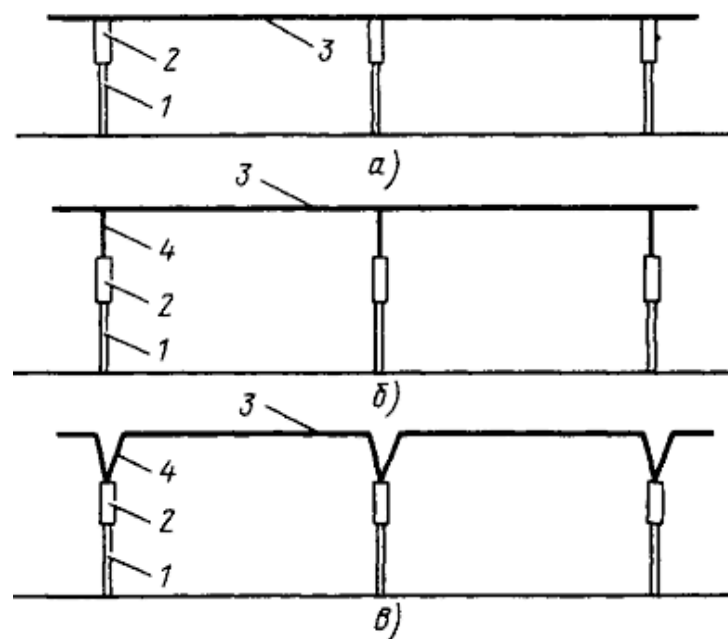


Рис. 9.22. Варіанти установки збірних шин на опорних ізоляторах:

а - непосредственная установка на изоляційні опори; б - кріплення на вертикальних стійках; в - кріплення на V-подібних підставках.

У ВРП жорсткими можуть виконуватися збірні шини, відгалуження від збірних шин до устаткування і внутрішні зв'язки у вічках. За способом установки збірних шин можна виділити два основні варіанти:

опорний і підвісний.

Установка збірних шин на опорних ізоляторах (шинних опорах) набула найбільшого поширення у вітчизняній і зарубіжній практиці. У цьому варіанті збірні шини 3 за допомогою шиноутримувачів зазвичай встановлюються безпосередньо на ізолятори 2 (рис. 9.22,а), рідше - на спеціальні надставки 4, закріплені на ізоляторах (рис. 9.22,в).

Ізолятори змонтовані на опорах 1. Висота розташування збірних шин вибирається залежно від вимог, що пред'являються до ВРП, наприклад скорочення площі, зниження загального профілю (висоти), забезпечення проїзду ремонтних механізмів і ін., а також від видів і параметрів вживаного устаткування, особливостей схем електричних з'єднань.

Надставки і збірні шини зазвичай виготовлені з одного матеріалу. Надставки можуть виконуватися у вигляді вертикальних стійок, V-подібних і інших конструкцій, розташованих в площині осей ізоляторів кожної фази (рис. 9.22, б, в і 9.23, а) або у вигляді похилих стійок (рис.9.23, б), якщо подовжня вісь збірної шини зміщена від площини ізоляційних опор. У окремому випадку ізолятори всіх трьох фаз можуть бути встановлені на одній прямій (рис.9.23, в).

Надставки кріпляться на опорних ізоляторах або жорстких внутрікоміркових зв'язках. Слід зазначити, що установка збірних шин на надставках наводить до збільшення моментів, що вигинають, на ізоляційні опори при електродинамічних і вітрових діях, а також, як правило, до додаткової витрати матеріалу шини.

Збірні шини, встановлені на опорних ізоляторах, можуть мати довжину нерозрізної (цілісного) ділянки, рівну одному, двом, трьом, чотирьом і більш прольотам (рис.9.24). Вибір довжини нерозрізної шини визначається можливістю постачання, умовами монтажу, а також значеннями навантажень, що діють на ошиновку, параметрами опорних ізоляторів і шин.

Найчастіше у ВРП застосовуються однопрольотні не розрізні шини (рис.9.24, а), які на одному ізоляторі (опорі) мають фіксоване кріплення, на іншому - вільне, що забезпечує можливість їх подовжнього переміщення при

теплових деформаціях.

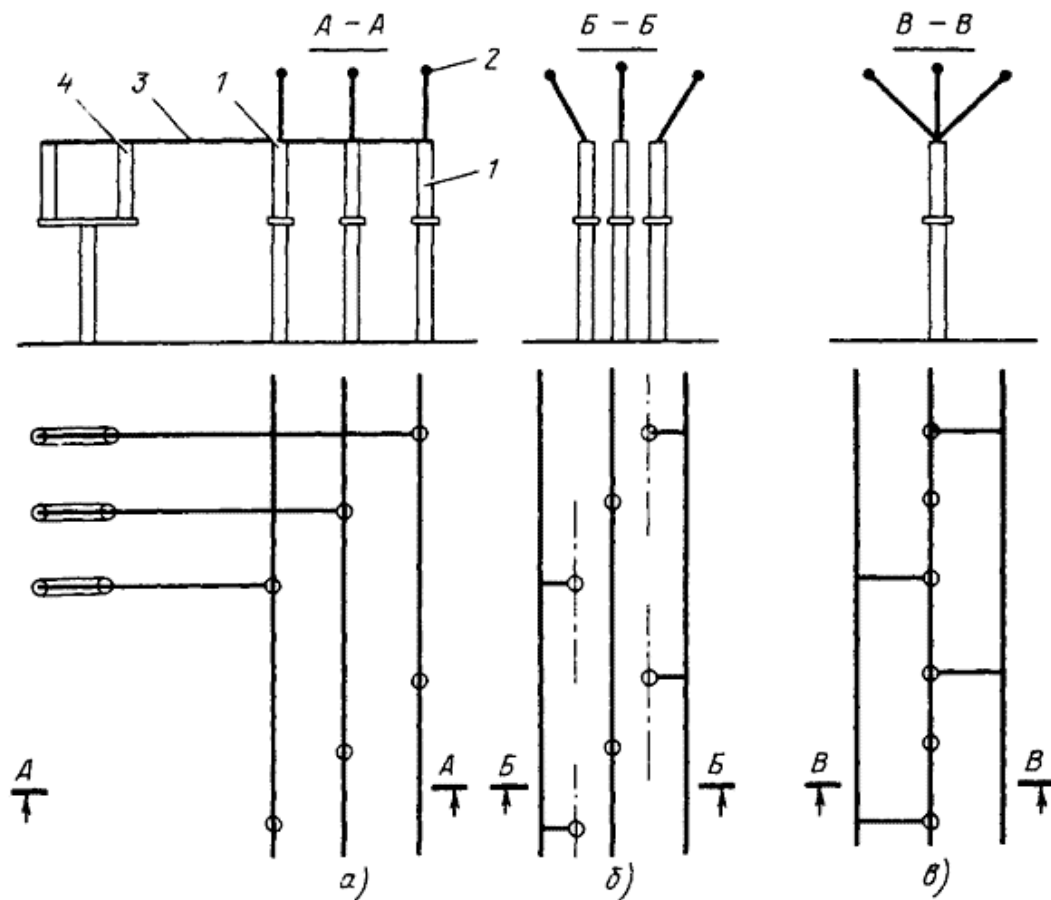


Рис. 9.23. Збірні шини на вертикальних (а) і похилих (б, в) надставках: 1 - ізолятор; 2 - шина; 3 - відгалуження, 4- роз'єднувач.

Електричне з'єднання між сусідніми ділянками шини здійснюється гнучкими дротами або набором тонких алюмінієвих пластин, що виконують роль компенсаторів теплових розширень. При числі прольотів нерозрізного відрізання шини два і більш фіксоване кріплення здійснюється на одному ізоляторі (зазвичай в середині нерозрізної ділянки), на інших ізоляторах застосовують вільне кріплення. У більшості зарубіжних конструкцій довжина нерозрізної ділянки шини визначається довжиною труб, що поставляються, яка досягає 30 м [11]. Короткі труби можуть з'єднуватися за допомогою зварювання.

Довжина прольоту збірних шин (відстань між сусідніми ізоляційними опорами) вибирається рівною або кратною кроку комірки. Максимальна

довжина прольоту залежно від номінальної напруги складає для трубчастих шин 9-21 м. Найбільша довжина прольоту визначається міцністю шини, ізоляційних опор, значенням механічних навантажень, наявністю жорстких і гнучких відгалужень. Вона обмежується також допустимим прогином шини від власної ваги, яка за умовами міцності, економічності і міркуванням естетики зазвичай встановлюється рівним 1/80-1/100 довжин прольоту.

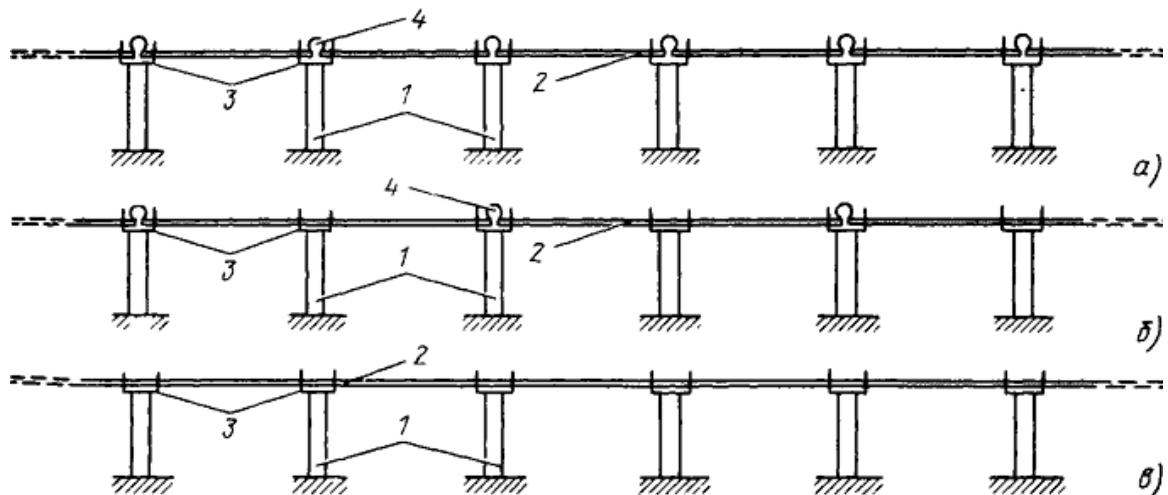


Рис. 9.24. Шинні конструкції з одно-, двух- і багатопролітними нерозрізними шинами: 1 - ізолятори; 2 -- шини; 3 - шиноутримувачі; 4 - компенсатори теплових розширень.

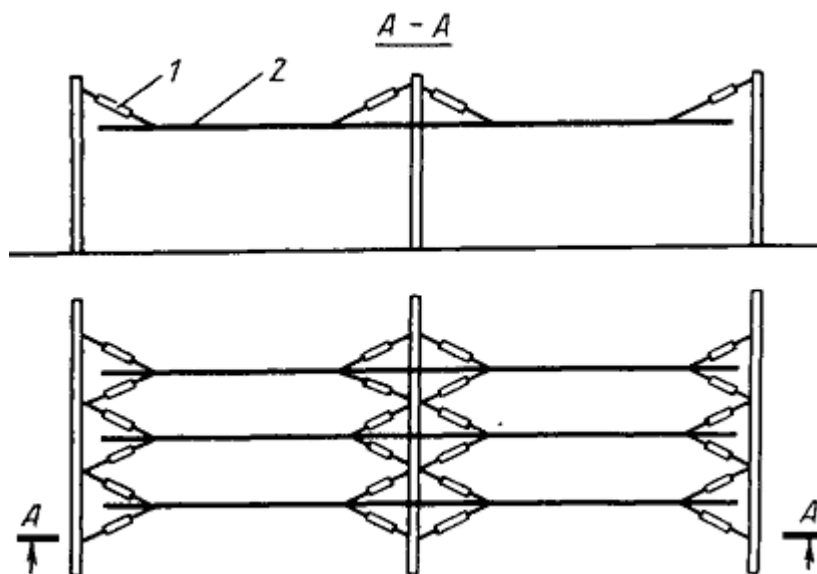


Рис. 9.25. Підвісний варіант кріплення збірних шин: 1 - натяжна гірлянда ізолятора; 2 - збірна шина.

Підвісний варіант кріплення збірних шин вперше був застосований в Англії у ВРП 400 кВ [12, 13]. Тут жорстка трубчаста шина за допомогою V-подібних похило розташованих двох натяжних гірлянд підвісних ізоляторів кріпиться до порталних конструкцій (рис. 9.25). Жорстка підвісна ошиновка в порівнянні з гнучкою дозволяє скоротити відстані між фазами, зменшити площу ВРП, понизити висоту порталів. Крім того, при к.з. і вітрі амплітуда коливань шин і навантаження на гірлянди ізоляторів значно менша, ніж з гнучкою ошиновкою. На відміну від опорного варіанту тут не потрібні дорогі опорні ізолятори. Проте висота ВРП з підвісним кріпленням жорстких шин залишається великий, витрати на металоконструкції скорочуються трохи. Тому такий варіант не знайшов широкого вживання.

Відгалуження від збірних шин виконуються як гнучкими, так і жорсткими шинами. Жорсткі відгалуження застосовуються лише в конструкціях з опорними ізоляторами. Можна виділити двох основних типів жорстких відгалужень - верхні і нижні.

Верхні відгалуження виконуються Г-подібними (прямими або похилими) або арочними і можуть застосовуватися для приєднання апаратів, що знаходяться як з однією, так і з обох боків збірних шин (рис. 9.26, а-в). Опорні ізолятори збірних шин за наявності верхніх жорстких відгалужень найчастіше встановлюються безпосередньо в місцях приєднання з метою зменшення прогину шин і збільшення жорсткості всієї конструкції.

Нижні жорсткі відгалуження (рис.9.26, г) від збірних шин, встановлених безпосередньо на опорних ізоляторах, застосовуються значно рідше, оскільки такі відгалуження економічно вигідно робити гнучкими дротами. Відгалуження від збірних шин, встановлених на надставках, зазвичай виконуються жорсткими (рис. 9.23, а).

Збірні шини і відгалуження, як правило, з'єднуються зваркою. Болтові з'єднання менш надійні, утрудняють експлуатацію (оскільки вимагають постійного контролю) і, як показав зарубіжний досвід, здорожують ошиновку. В той же час вживання болтових з'єднань спрощує організацію монтажних

робіт.

Приєднання жорстких відгалужень до апаратів (так само як і гнучкої ошиновки) виконуються за допомогою болтів. З'єднання повинні забезпечувати переміщення жорстких шин при теплових деформаціях, зберігаючи міцність і хорошу електропровідність. Для цієї мети виконуються вузли теплової компенсації з гнучких дротів або алюмінієвих пластин.

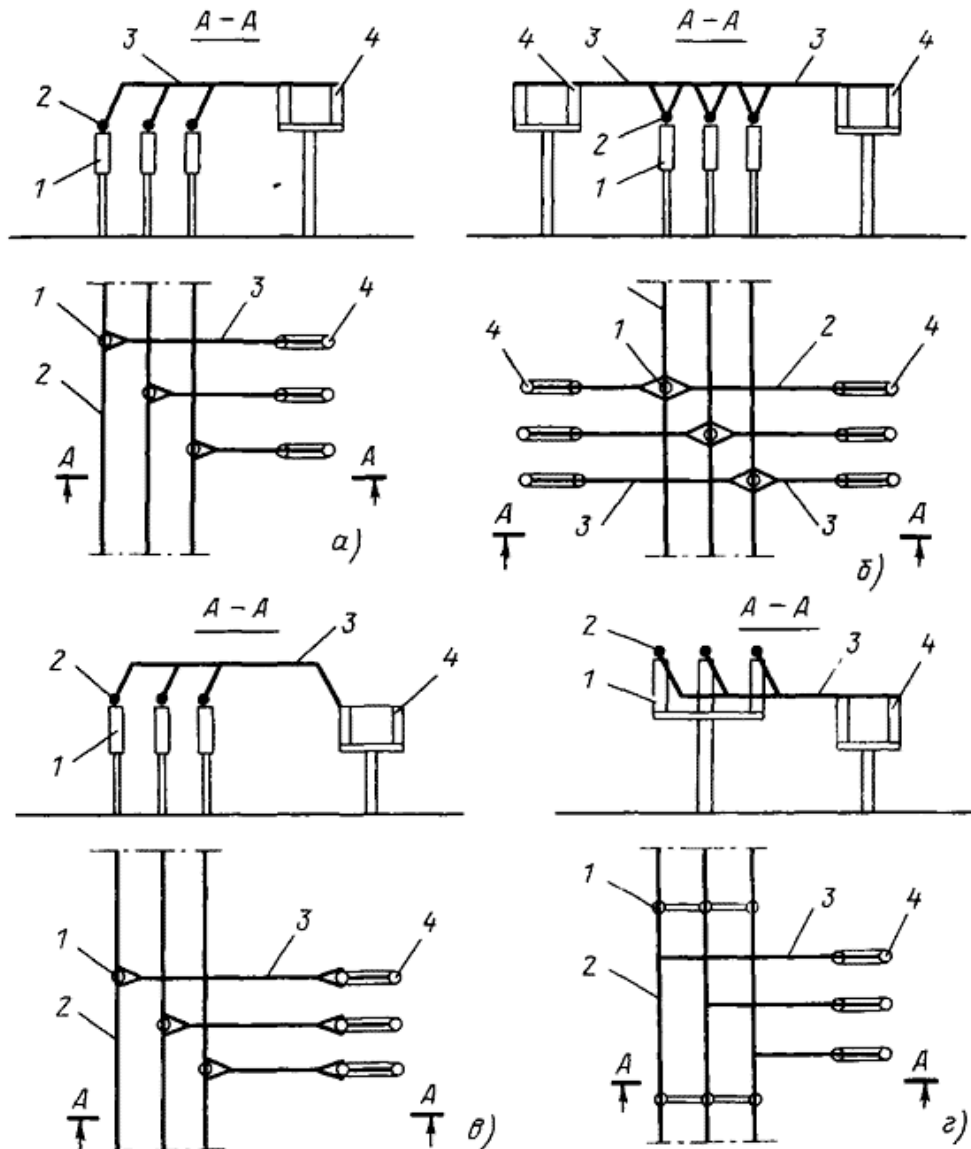


Рис. 9.26. Варіанти жорстких відгалужень: а - Г-подібне верхнє; б - Г-подібне верхнє в дві сторони, в - арочне верхнє; г - Г-подібне нижнє; 1 - ізолятор; 2 - шин; 3 - відгалуження; 4 - роз'єднувач.

Для ізоляції струмопровідних шин в ВРП напругою 110 кВ зазвичай

використовуються опорно-стержневі ізолятори (рис.9.27,а), а також ізоляційні опори, зібрані з трьох опорно-стержневих ізоляторів ОНШ-35-2000 (рис. 9.27, б). В умовах забрудненої атмосфери для подовження дороги витоку використовують колонки, що складаються з двох опорно-стержневих ізоляторів з номінальною напругою 40 і 110 кВ.

У ВРП 150-220 кВ застосовують шинні опору-колонки з двох-трьох опорно-стержневих ізоляторів або з чотирьох-п'яти ізоляторів ОНШ-35-2000; у ВРП 330 кВ - з трьох опорно-стержневих ізоляторів напругою 110 кВ. Для збільшення міцності ізоляційної конструкції використовують дві або три колонки ізоляторів у фазі. У ряді випадків обмежуються установкою двох спарених ізоляторів в нижньому ярусі шинної опори.

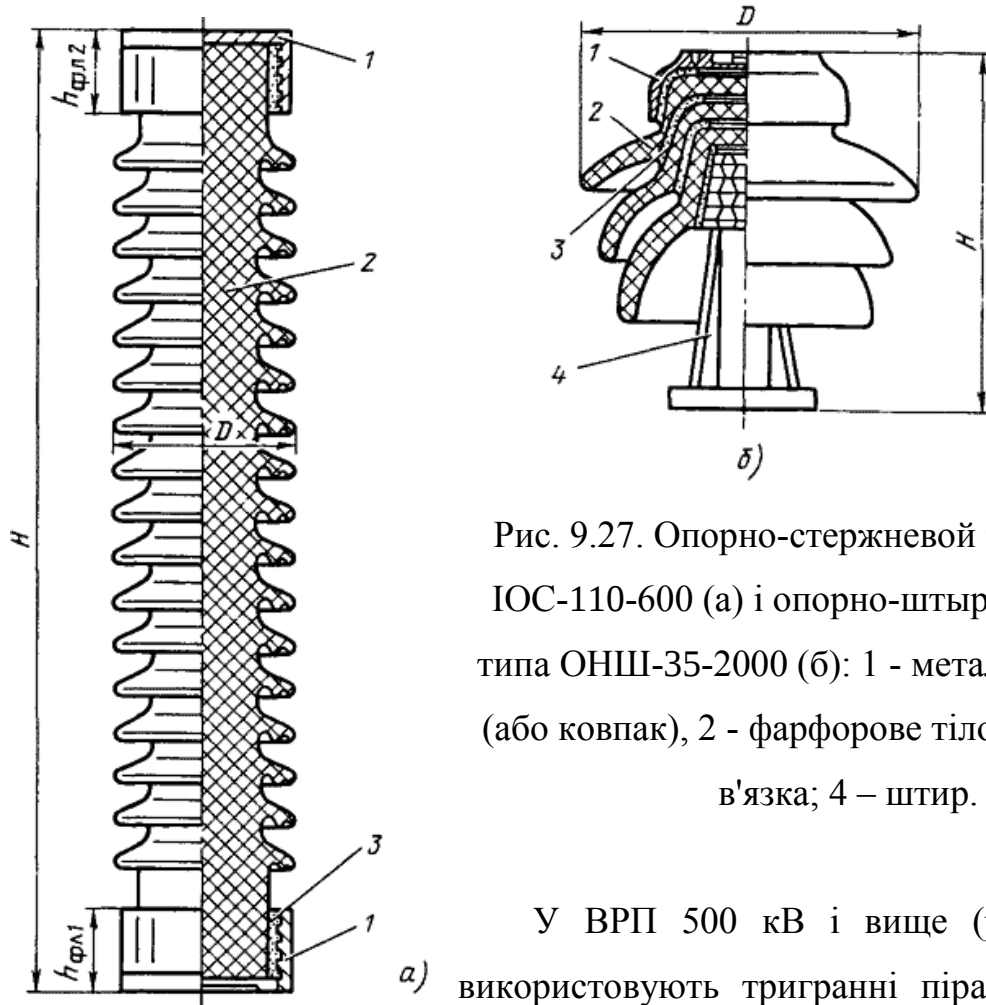


Рис. 9.27. Опорно-стержневой ізолятор типу ОС-110-600 (а) і опорно-штыревой ізолятор типа ОНШ-35-2000 (б): 1 - металевий фланець (або ковпак), 2 - фарфорове тіло; 3 - цементна в'язка; 4 – штир.

У ВРП 500 кВ і вище (рідше 330 кВ) використовують тригранні піраміди, зібрані з ізоляторів 110 кВ на трикутній рамі і жорстко скріплені в середній частині одним або двома сталевими поясами жорсткості, а вгорі - алюмінієвою плитою. Для вирівнювання напруженості електричного поля з метою захисту від

коронного розряду шинні опори напругою 330 кВ і вище забезпечені екранами.

За кордоном (у Англії, Франції і інших країнах) випускаються стержневі ізолятори, складені з великого числа фарфорових елементів, що сполучених між собою цементною в'язкою, отримали назву «мультікон» (рис. 9.28, а). На верхню голівку ізолятора кріпиться металевий ковпак, нижньою арматурою служить металевий штир або фланець. Висота ізолятора досягає 2300 мм, що дозволяє застосовувати його на номінальну напругу 245 кВ. Діаметр багатоеlementних ізоляторів досягає 470-мм при механічній міцності 3500 даН (кгс). Ізолятори мультікон, зібрані в одиночні колонки, використовуються в ВРП напругою до 765 кВ.

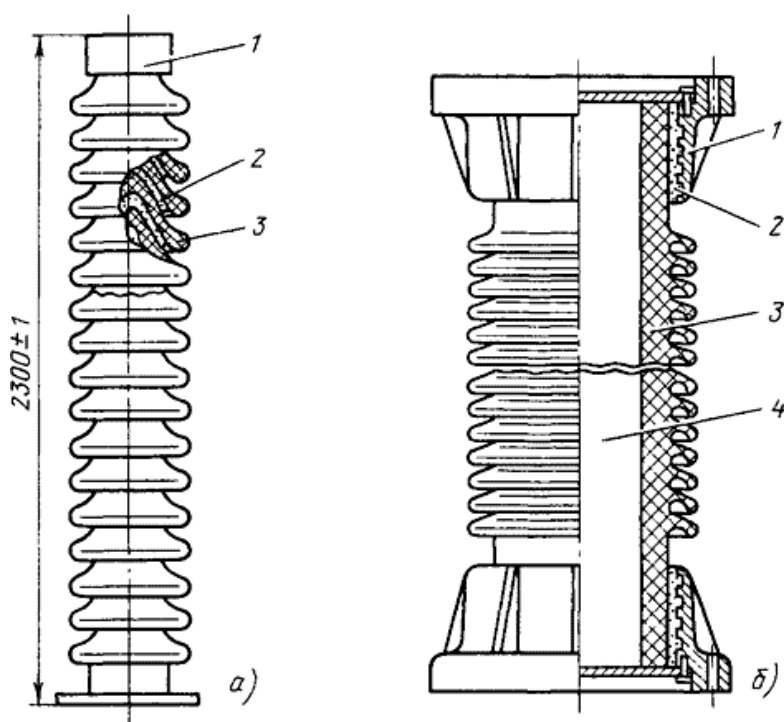


Рис. 9.28. Опорні ізолятори типу мультікон на 245 кВ (а) і порожнистий для шинної опори напругою 500 кВ (б): 1 - металевий фланець, 2 - цементне стягування, 3 - фарфорове тіло; 4 - внутрішня порожнина, заповнена газом або рідким діелектриком.

Вітчизняною промисловістю освоєні ізолятори шинної опори (типу ІШО) з внутрішньою порожниною напругою 500 кВ (рис. 9.28, б). Висота ізолятора досягає 5 м, мінімальний діаметр ізоляційної частини 466 мм.

У перспективі замість фарфорових ізоляторів можуть бути використані конструкції з електроізоляційного бетону, основні діелектричні і фізико-механічні параметри яких приведені нижче [16].

Питомий електричний опір:

- об'ємний – $10^{13} \dots 10^{15}$ Ом·м;

- поверхневий ... 10^{13} ... 10^{15} Ом;
- пробивна напруженість:
- імпульсна при $\tau = 1 \cdot 10^{-6}$ с ... $2 \cdot 10^3$... $6 \cdot 10^3$ кВ/м;
- при змінній напрузі частотою 50 Гц... $6 \cdot 10^3$... $1,2 \cdot 10^4$ кВ/м;

Поверхнева електрична міцність при частоті 50 Гц і довжині розрядного проміжку 0,1 м - $(4 \dots 5) \cdot 10^2$ кВ/м; 1,0 м - $(2,5 \dots 3) \cdot 10^2$ кВ/м;

Тангенс діелектричних втрат при 50 Гц - 0,05...0,15;

Щільність 2000—2400 кг/м³;

Межа міцності: при стискуванні – 40...110 МПа, при розтягуванні – 4...10,5 МПа.

Механічна міцність електробетону (як і міцність будівельних бетонів) залежить від складу бетонної суміші, способів її ущільнення і режимів тверднення. За певних умов термічної обробки межа міцності може підвищитися на 10—30%.

Жорсткі шини повинні володіти високою питомою електричною провідністю, механічною міцністю, стійкістю, можливістю виконання зварних з'єднань, економічністю.

На відміну від шин РП напругою до 35 кВ в ВРП 110 кВ і вище до матеріалу шин пред'являють підвищені вимоги до міцності (оскільки при довжині прольоту 9-30 м вони випробовують великі електродинамічні, вітрові і ожеледь навантаження) і в той же час не настільки високі вимоги до електропровідності.

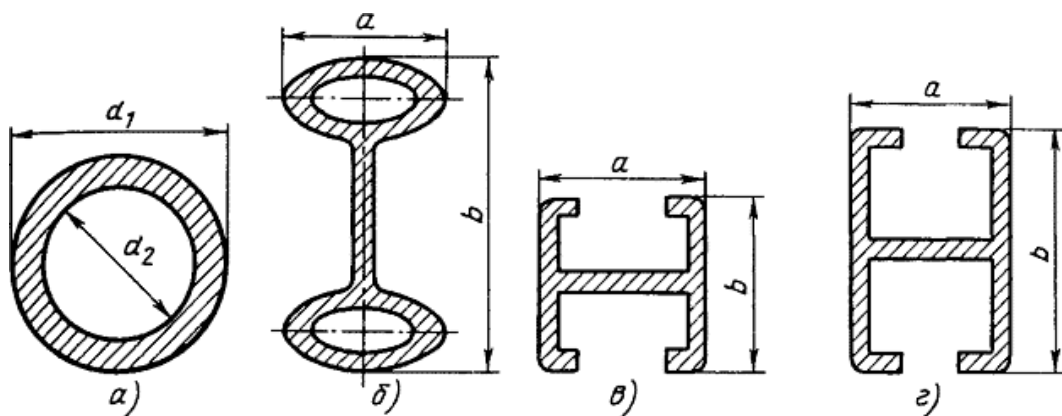


Рис. 9.29. Профілі шин.

У різні роки в нашій країні і за кордоном шини виготовлялися із сталі, міді, алюмінію і його сплавів. Сталь має високу механічну міцність, але низьку провідність. Крім того, вона схильна до корозії, що вимагає додаткових заходів захисту і відповідних витрат. Мідь володіє високою провідністю і механічною міцністю. Проте із-за відносно великої вартості мідні шини не набули широкого поширення. Технічний алюміній при хорошій провідності і низькій вартості має недостатньо високу міцність. Краще за інші матеріали задовольняють вказаним вимогам алюмінієві сплави, що деформуються, з яких в даний час виготовляють ошиновку ВРП 110 кВ і вище.

Профілі шин повинні володіти технологічністю виготовлення, високим моментом опору вигину, бути зручними в монтажі, забезпечувати хороше відведення тепла, низький рівень радіоперешкод і високу напруженість електричного поля виникнення коронного розряду.

Найбільше поширення в ВРП 110 кВ і вище отримали круглі труби (рис. 9.29, а). У окремих випадках шини мають інші форми. Наприклад, у ФРН запропоновані шини здвоєного еліптичного профілю (рис. 9.29, б). У США, ФРН, Швейцарії використовувалися профілі «подвійне Т» (рис. 9.29, в, г), в деяких країнах застосовувалися швелери. Шини з плоскими поверхнями зручні при виконанні болтових з'єднань, проте за умовами корони їх вживання в ВРП напругою вище 220 кВ недоцільно.

У вітчизняній практиці знайшли вживання лише круглі трубчасті шини діаметром до 140 мм. У Західній Європі застосовуються труби діаметром до 350, а в Японії - до 500 мм. Максимальна довжина трубчастих профілів з алюмінієвих сплавів визначається технологією виробництва напівфабрикатів і складає від 4 до 30 м. У тих випадках, коли труби поставляються короткими (відрізками, їх сполучають за допомогою зварки.

Оскільки в області зварного шва відбувається послаблення міцності матеріалу загартованих алюмінієвих сплавів, зварювати шини доцільно в зоні найменших очікуваних моментів, що вигинають, при електродинамічних, вітрових і інших механічних навантаженнях. У окремих випадках з'єднання

труб здійснюється за допомогою спеціальних болтових з'єднань.

Кінці трубчастих шин зазвичай закривають кришками, що перешкоджають попаданню вологи, грязі р птиць всередину труби. Ці кришки, мають гладкі краї, що попереджає утворення корони. Часто в кришках роблять отвори для вентиляції, якщо в трубчастих шинах відсутні дренажні пристрої. Для збільшення міцності і довжини прольоту конструкцій, а також зниження напруженості електричного поля на поверхні провідника (для усунення корони) в Англії, США і інших країнах в ВРП 400 кВ і вище використовуються шини у вигляді просторових ферм, жорстко зв'язаних трубчастими розпірками.

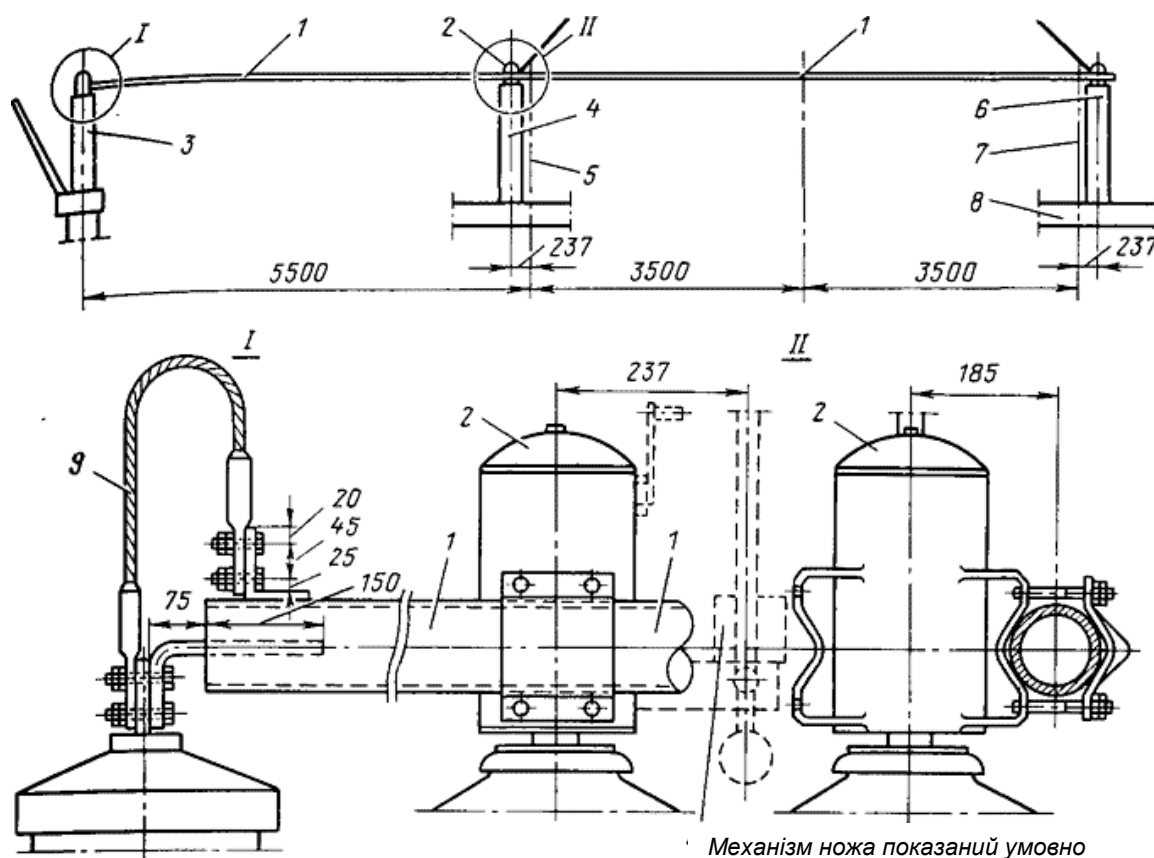


Рис. 9.30. Схема установки жорстких трубчастих шин на одноколонкових роз'єднувачах: 1 - жорстка шина, 2 - проміжна голівка; 3 - гасильна камера вимикача ВВН-110; 4, 6 - роз'єднувачі РЛНО-110 першої і другої систем збірних шин; 5, 7 - осі першої і другої систем збірних шин; 8 - опора роз'єднувача; 9 - компенсатор теплових розширень.

Довжина прольоту шин-ферм досягає 30 м. У Італії для збільшення довжини прольоту застосовувалися ті, що підтримують трубчасту шину ферми-

консолі, встановлені на опорних ізоляторах [19]. Таке рішення дозволило виконати прольоти завдовжки до 21 м. У вітчизняній практиці застосовувалися складені шини з труб двох різних діаметрів.

Жорстка ошиновка схильна до вітрових вібрацій. Для зниження амплітуди вітрових поперечних коливань зазвичай використовують прості демпфуючі пристрої у вигляді вільний лежачих усередині шин стержнів, відрізаних дротів, не закріплених або закріплених з одного боку, а також спеціальні конструкції шиноутримувачів і інші пристрої.

Застосування жорсткої ошиновки разом з одноколунковими роз'єднувачами дозволило скоротити площу ВРП, зменшити кількість підвісних і опорних ізоляторів, а також інших елементів розподільного пристрою.

В кінці 50-х років жорстка ошиновка набула поширення в ЗРП напругою 110-220 кВ. Наприклад, в ЗРП 150 кВ Каховською ГЕС, виконаному за схемою одна робоча секціонована і обхідна системи шин, збірні шини виготовлені з мідних труб і встановлені на ізоляційних опорах 4хОНШ-35-2000. Зварні шини в кожній фазі мають лише один компенсатор теплових розширень. Жорстка ошиновка використовується також для внутрікоміркових зв'язків апаратів в двоповерхових ЗРП 110 і 220 кВ за схемою дві робочі і обхідна системи шин. Тривала експлуатація ошиновки ЗРП Каховською ГЕС і інших електростанцій показала її високу експлуатаційну надійність.

Широке застосування жорстка ошиновка отримала в ВРП напругою 110 кВ транзитних і тупикових підстанцій.

Жорсткі шини встановлені на опорних ізоляторах ОНС-110-500. Шини змонтовані з труб завдовжки 9 м, рівною відстані між ізоляторами прольоту (рис. 9.31, а). На ізоляторах шини кріпляться за допомогою шиноутримувачів, що забезпечують фіксоване кріплення на одному і вільне кріплення на іншому кінці прольоту. Вузол вільного кріплення шини (рис. 9.31, би) на відміну від вузла фіксованого кріплення (рис. 9.31, в) має круглий пруток 7, сприяючий вільному переміщенню шини при теплових розширеннях. Ділянки шин

суміжних прольотів сполучені гнучкими зв'язками (компенсаторами теплових розширень).

Всі деталі конструкції жорсткої ошиновки виконані найбільш простій конфігурації з профілів прокату алюмінієвих сплавів, що серійно випускається.

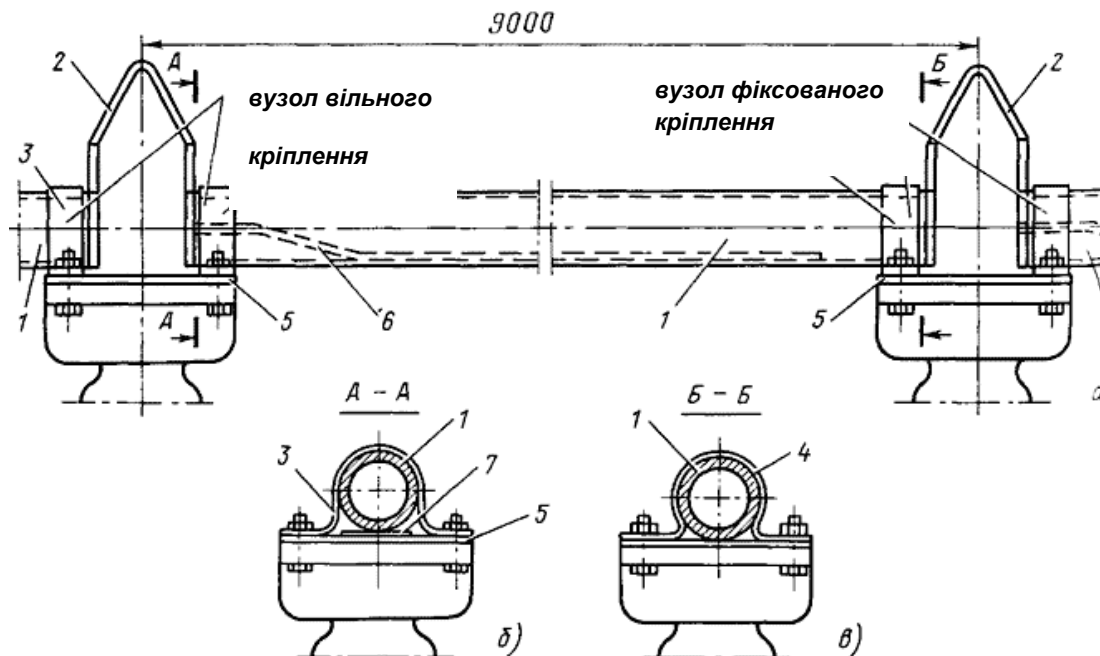


Рис. 9.31. Конструкція прольоту жорсткої шини ВРП напругою 110 кВ 1 - шина; 2 - компенсатор; 3, 4 - кріпильний хомут; 5 - прокладка; 6 - дріт П гасіння вібрації; 7 - пруток діаметром 10 мм.

Тому виготовлення ошиновки виявилось можливим в умовах електромонтажних організацій. Для гасіння вітрових вібрацій шини усередині неї розміщується алюмінієвий або сталюалюмінієвий дріт 6 (рис. 9.31), закріплений з одного боку прольоту.

Ошиновка виготовлена з труб алюмінієвого сплаву 1915. Конструкція жорсткої ошиновки принципово відрізняється від розглянутих вище. Вона виконана в два яруси (рис. 9.32). Нижній ярус ошиновки спирається на колонки роз'єдинителів і опорні ізолятори; збірні шини верхнього ярусу кріпляться до нижнього ярусу за допомогою метрових V-подібних надставок.

Розміри шин нижнього ярусу 80/74, верхнього 80/74 або 100/91 мм залежно від рівня струмів к.з. Конструкція вузлів кріплення збірних шин

забезпечує компенсацію температурних розширень.

Приєднання жорсткої ошиновки до апаратів здійснюється за допомогою болтових з'єднань. ВРП з КРЦ 110 кВ передбачає можливість розширення. Крок комірки 9 м. Вихід ліній у бік обхідної системи шин беспортальний. Електроустаткування і інші елементи підстанції встановлюються на незаглиблених фундаментах. Проте бакових вимикачі на незаглиблених фундаментах надійно відключають струми к.з. лише до 12,5 кА [8].

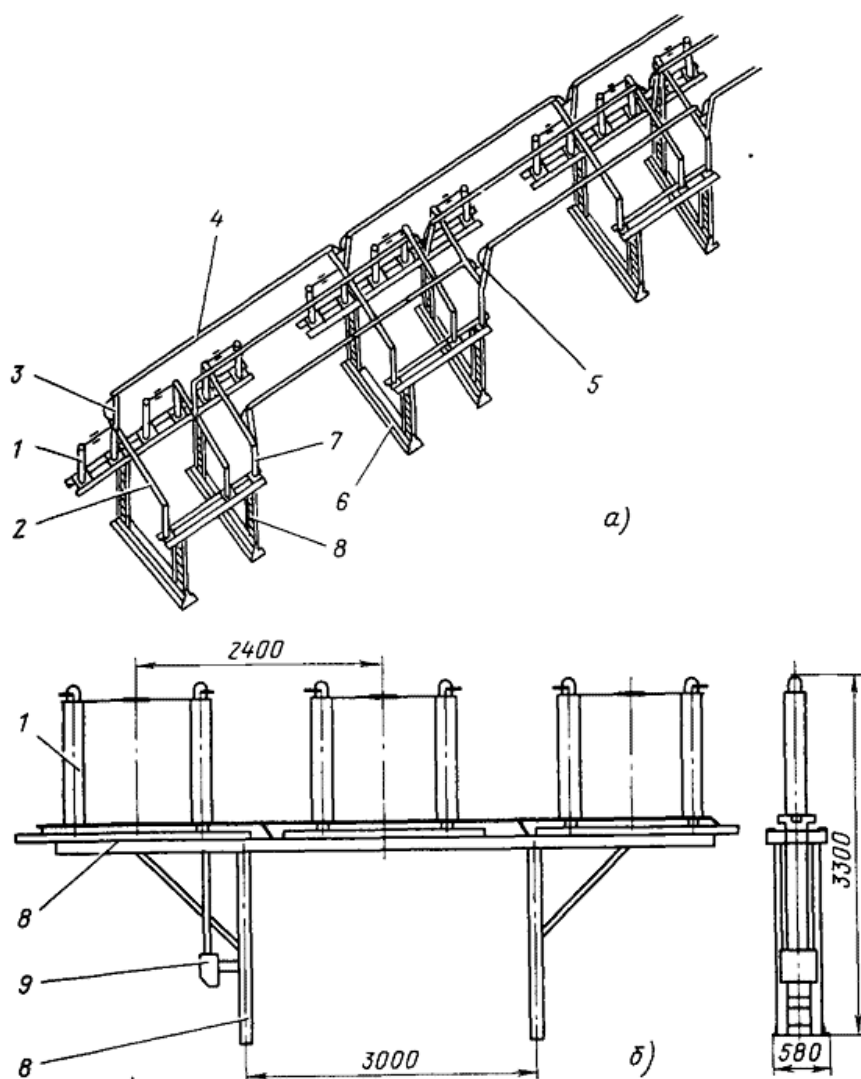


Рис. 9.32. Система збірних шин (а) і блок шинних роз'єднувачів (б) КРПБ 110 кВ: 1 - ізоляційна колонка роз'єднувача; 2 - ошиновка нижнього ярусу; 3 - вертикальна надставка; 4 - ошиновка верхнього ярусу (збірні шини); 5 V-образная надставка; 6 - опорні залізобетонні лежні; 7 - опорний ізолятор; 8 - металоконструкції; 9 - привод роз'єднувача.

Комірки КРПБ збираються з окремих блоків, на яких змонтовано відрегульоване на заводі устаткування (роз'єднувачі, розрядники, опорні ізолятори, конденсатори зв'язку і т. д.), і укрупнених вузлів (гнучкої і жорсткої ошиновки кабельних конструкцій, освітлення, грозозахисту, заземлення фундаментів під вимикачі, порталів) [26].

На рис. 9.32,б приведений блок роз'єднувача 110 кВ. Готові до установки транспортабельні блоки поставляються із заводу пакетами, розбирання пакетів устаткування і матеріалів, монтаж жорсткої ошиновки КРПБ проводять в такій послідовності встановлюють всі блоки відповідно до схеми заповнення ВРП.

Розбирають транспортні в'язки з шинами нижнього ярусу (шини з надставками) і демонтують контактні пластини з тих колонок роз'єднувачів, на які встановлюватимуться жорсткі шини. На місце контактних пластин встановлюються елементи кріплення шин, після чого відповідно до маркування і кольору фаз встановлюють шини нижнього ярусу (рис 9.32, а). Далі встановлюють, розкріплюючи скобами, шини другого ярусу, і потім на всіх системах шин закріплюють куточки гнучких зв'язків до контактних пластин надставок. Інший кінець гнучкого зв'язку вставляють в отвір куточка збірної шини і обварюють по контуру, після чого перевіряють правильність монтажу ошиновки і роботу роз'єднувачів.

Швидкокомонтуючі блоки з жорсткою ошиновкою мають типові основні конструвальні рішення. На відміну від типового проекту замість бетонних стійок під устаткування і звичайних порталів тут застосовані блокові конструкції поєднаного типу, на яких встановлюються апарати, опори жорсткої і портали гнучкої ошиновки. Швидкокомонтуючі блоки встановлюються на незаглиблених фундаментах - ребристих залізобетонних плитах. Блок складається із сталевих конструкцій ґратчастого типу шириною 2,7м. Верхні і нижні горизонтальні грані блоку сполучені вертикальними стійками і укосами за допомогою болтів, що виконують роль шарнірів. Блоки виготовляють на заводах і для їх перевезення звільняють частину болтів розкосів, повертають стійки в болтах-шарнірах і поєднують верхні і нижні грані.

Розділ 10. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ ТА НАПРУГИ

10.1 Загальна характеристика

Струм і напруга на шинах розподільних пристроїв і в електричних колах вимірюють за допомогою вимірювальних трансформаторів струму (ТС) або трансформаторів напруги (ТН), які служать для зниження струму або напруги первинних кіл електроустановок змінного струму, живлення котушок вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту та автоматики, що приєднуються до вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів.

При включенні в коло через вимірювальні трансформатори застосовують легкі і дешеві вимірювальні прилади, розраховані на малі струми (5 А) і напругу (100 В), що забезпечує безпечне їх обслуговування.

ТС призначені для вимірювання великих струмів, коли неможливо включення приладів безпосередньо на струми контрольованих кіл. Наявність трансформаторів струму дозволяє встановлювати вимірювальні прилади на будь-якій відстані від контрольованих кіл, а також концентрувати їх в одному місці - на щиті або пульті управління.

ТС виготовляються на такі номінальні струми: 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1600, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10 000 і 15 000 А

ТС складається з замкнутого магнітопроводу, набраного з тонких листів електротехнічної сталі, і двох обмоток - первинної та вторинної. Первинну обмотку ТС включають послідовно в коло, у якій потрібно вимірювати струм, а до вторинної обмотки приєднують струмові котушки вимірювальних і контрольних приладів, реле та ін. Вторинну обмотку ізолюють від первинної і заземлюють для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу. Число витків у первинній та вторинній обмотках повинно бути таким, щоб струм у вторинній обмотці при номінальному в первинній становив 5 А.

Первинна обмотка складається з одного або кількох витків великого перерізу, розрахованого на номінальний струм. Вибір ТС залежить від його параметрів - номінального напруги, робочого струму, класу точності вторинної обмотки і даних по термічній та динамічній стійкості при проходженні струмів к. з.

ТС розрізняють за конструкцією: опорні, прохідні, шинні, вбудовані, роз'ємні, втулкові. Вони бувають одно-і багато виткові, з однією вторинною обмоткою або кількома. Розрізняють також ТС за характером ізоляції. При монтажі РП напругою 6-10 кВ застосовують трансформатори струму з литою і фарфоровою ізоляцією, а при напрузі до 1000 В - з литої, бавовняної і фарфорової.

Різноманіття конструктивних виконань трансформаторів струму пояснюється умовами їх конкретного використання. У загальному випадку розрізняють трансформатори струму для внутрішньої і зовнішньої установки. Для внутрішньої установки, як правило для використання в КРП, ТС захищені від атмосферних впливів і клас напруги обмежений 35 кВ. Тому ТС в цьому випадку виконуються з литою (з епоксидної смоли) ізоляцією 8 з менш розвиненою зовнішньою поверхнею. ТС мають позначення для первинного кола Л1-Л2 і для вторинних кіл І1-І2.

Для зовнішньої установки ТС мають значно складнішу конструкцію ізоляції (багатотошарова паперово-масляна ізоляція) між первинним і вторинним колом і при цьому ще використовується трансформаторне масло. Вся конструкція ТС знаходиться у фарфоровій сорочці.

Букви в умовному позначенні ТС означають наступне: Т - трансформатор струму, П - прохідний, О - одновитковий, М – багато витковий, Л - з литою ізоляцією, Ф - з фарфоровою ізоляцією, К - котушковий, Ш - шинний. Цифра після букв означає номінальна напруга. Відсутність у позначенні букви П вказує на те, що трансформатор струму не прохідний, а опорний.

До основного позначення ТС додається число, яке вказує клас точності, або додатково дріб, який вказує клас точності і номінальний первинний струм

(при наявності двох сердечників).

Крім того, в позначення можуть бути додані літери, що характеризують виконання трансформатора струму: У - посилене (по термічній або динамічній стійкості), Д - для диференціального захисту, З - для захисту від замикань на землю (якщо додаткових позначень немає, виконання нормальне). Принцип роботи ТС наведено на рис.10.1.

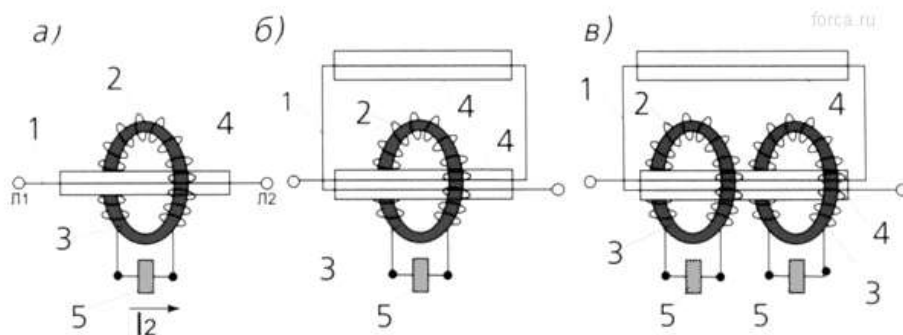


Рис.10.1. Принцип пристрою ТС: а - одновитковий ТС; б – багатовитковий ТС; в - багатовитковий ТС з двома сердечниками; 1 - первинна обмотка; 2 - вторинна обмотка; 3 - сердечник; 4 - ізоляція; 5 - обмотка приладу.

ТС має замкнутий магнітопровід 2 (рис.10.1) і дві обмотки - первинну 1 і вторинну 3. Первинна обмотка вмикається послідовно в коло вимірюваного струму I_1 , до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади, обтічні струмом I_2 .

ТС характеризується номінальним коефіцієнтом трансформації,

$$K_1 = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}, \quad (10.1)$$

де $I_{1\text{ном}}$ і $I_{2\text{ном}}$ - номінальні значення первинного і вторинного струму відповідно (рис.10.2).

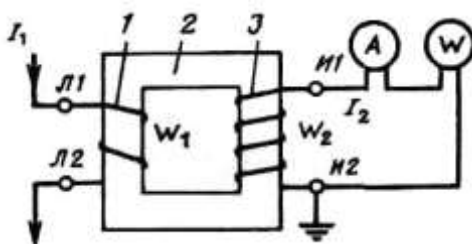


Рис. 10.2. Схема включення трансформатора струму.

Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1 А. Коефіцієнт трансформації ТС не є строго постійною величиною і може відрізнятися від номінального значення внаслідок похибки, обумовленої наявністю струму намагнічування. Струмова похибка визначається за виразом

$$\Delta I\% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} 100. \quad (10.2)$$

Похибка ТС залежить від його конструктивних особливостей; перетину магнітопроводу, магнітної проникності матеріалу магнітопроводу, середньої довжини магнітного шляху, значення $I_1 \cdot W_1$. У залежності від пропонованих вимог, випускаються трансформатори струму з класами точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Зазначені цифри являють собою струмову похибку у відсотках номінального струму при навантаженні первинної обмотки струмом 100 - 120% для перших трьох класів і 50-120% для двох останніх. Для трансформаторів струму класу точності 0,2; 0,5 і 1 нормується також кутова похибка.

Похибка ТС залежить від вторинного навантаження (опір приладів, проводів, контактів) і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження і кратності струму призводить до збільшення похибки.

При первинних струмах, значно меншого номінального, похибка трансформатора струму також зростає.

ТС класу 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 - для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 - для всіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 - для релейного захисту.

Струмові кола вимірювальних приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму нормально працює в режимі, близькому до режиму к.з. Якщо розімкнути вторинну обмотку, магнітний потік в магнітопроводі різко зросте, так як він буде визначатися тільки МРС первинної обмотки. У цьому режимі магнітопровід може нагрітися до неприпустимої температури, а на вторинній розімкнутій обмотці з'явиться висока напруга, що досягає в деяких

випадках десятків кіловольт.

Через зазначених явищ не дозволяється розмикати вторинну обмотку ТС при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу або реле попередньо замикається накоротко вторинна обмотка трансформатора струму (або шунтується обмотка реле, приладу).

Трансформатори напруги (ТН) призначені для живлення котушок напруги електровимірювальних приладів, реле, кіл сигналізації, управління, автоматики. По пристрою і принципу дії вони нагадують звичайні силові трансформатори, відрізняючись від них невеликою потужністю (наприклад, потужність найбільш поширеного трансформатора НОМ-10 становить всього 720 ВА).

ТН розрізняють: за кількістю фаз - однофазні і трифазні; за кількістю обмоток - двохобмотувальні й трьохобмотувальні; по класу точності - 1 і 3 (у мережах, підстанції і РП промислових підприємств) і 0,5 (для обліку електроенергії); за способом охолодження - з масляним охолодженням і природним повітряним (сухі); за родом установки - внутрішньої і зовнішньої.

Букви в умовному позначенні ТН означають наступне: Н - трансформатор напруги, О - однофазний, М-масляний, С - сухий, К - залитий компаундом (у позначенні НІС К) або з компенсаційною обмоткою (у позначенні НТМК), І – п'яти стержньовий, Т - трифазний (у позначенні НТМИ). Цифри після букв вказують номінальну напругу обмотки ВН. Виводи первинної обмотки ВН трифазних трансформаторів позначають літерами А, В, С, а вторинної ПН - а, б, с і цифрою 0. У однофазних трансформаторах виводи мають відповідно позначення А-Х, а-х.

ТН характеризується номінальним коефіцієнтом трансформації

$$K_{\text{ТН}} = \frac{U_{1\text{Н}}}{U_{2\text{Н}}}, \quad (10.3)$$

де $U_{1\text{Н}}$ і $U_{2\text{Н}}$ - номінальні значення первинної і вторинної напруги відповідно (рис.10.3, а).

Похибка вимірювання напруги визначається за виразом

$$\Delta U\% = \frac{K_{\text{ТН}} U_2 - U_1}{U_1} 100, \quad (10.4)$$

Трансформатори напруги знижують до 100 В високу напругу, необхідну для живлення приладів і кіл вторинних пристроїв і релейного захисту від замикання на землю.

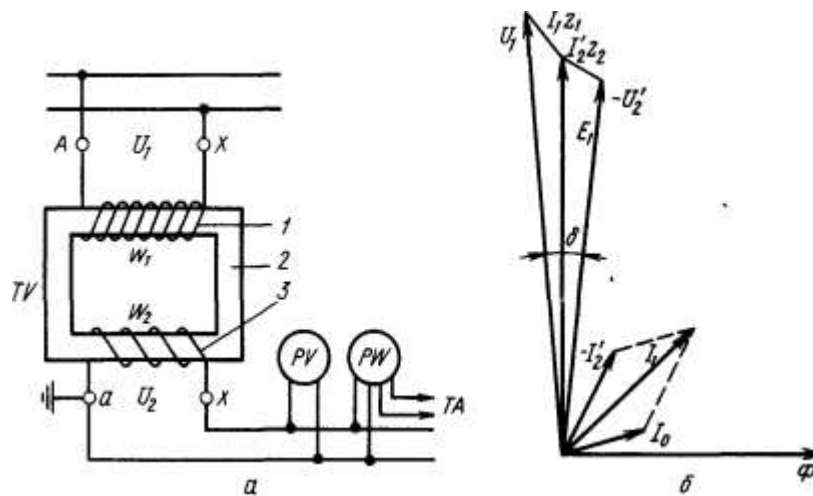


Рис.10.3. Однофазний ТН: а - схема вмикання; б - векторна діаграма напруг;
1- первинна обмотка; 2 - магнітопровід; 3 - вторинна обмотка.

10.2 Будова та елементи конструкції трансформаторів струму

Трансформатор струму ТПЛ-10 (прохідний з литою ізоляцією), розрахований на номінальний струм до 400 А, застосовують в КРП внутрішньої установки. Він має один або два прямокутних шихтованих сердечника 3 (рис.10.4), на верхніх стержнях яких розташовані котушки вторинних обмоток 5 (одна або дві). Первинну обмотку 7 виготовляють з ізольованого проводу для малих струмів і з шинної міді для великих струмів. Ізоляція виконана литою епоксидною смолою (між обмотками і від заземлених деталей). Утворений монолітний корпус 1 є і захистом обмоток від механічних пошкоджень. На нижній частині стержня магнітопроводу закріплено два сталевих косинця 8, які служать підставою для трансформатора. Трансформатор струму ТПЛ має опорно-прохідну конструкцію. На відміну від ТПЛ одновитковим трансформатор струму ТШЛ називається шинним, оскільки в якості первинної обмотки використовується струмопровідна шина.

Виводи Л1 і Л2 (лінійні) первинної обмотки - мідні пластини з отворами

для болтових з'єднань, розташування яких у корпусі 1 залежить від типу трансформатора струму. Початок і кінець вторинних (вимірювальних) обмоток I_1 і I_2 з'єднують із зовнішніми колами спеціальними контактними пластинами 6 і гвинтами 4, розташованими на одній зі сторін монолітного корпусу.

Трансформатор струму серії ТПЛМ-10 (прохідний з литою ізоляцією модернізований) внутрішньої установки, розрахований на номінальний первинний струм до 400 А, застосовують у шафах КРУ. Він складається з одного або двох прямокутних шихтованих сердечників з обмотками.

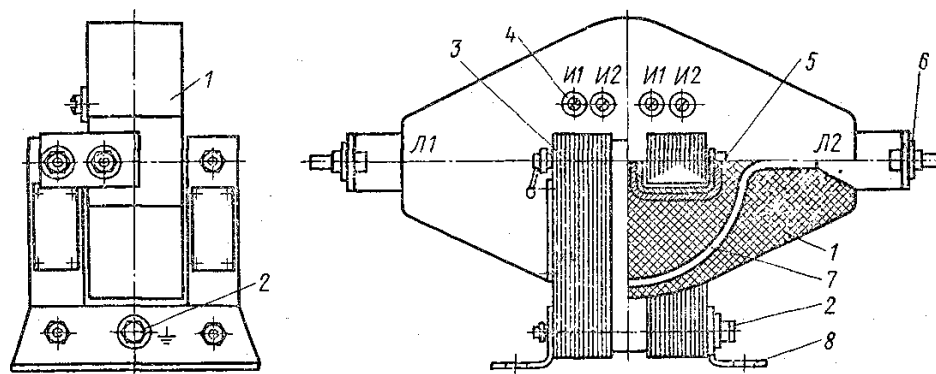


Рис. 10.4. Трансформатор струму ТПЛ-10: 1 - корпус, 2 - болт заземлення, 3 - сердечник (магнітопровід), 4 - гвинт, 5, 7 - вторинна й первинна обмотки, 6 - контактні пластини, 8 - кутник.

Котушкова група, залита епоксидним компаундом, являє собою монолітний ізоляційний блок. Підставою трансформатора служать два сталевих косинця, укріплених на сердечнику. У горизонтальних полицях косинців є чотири отвори для кріплення ТС. На вертикальній полиці одного з косинців розташований болт заземлення, позначений буквою 3. На сердечнику встановлена табличка з технічними даними трансформатора.

Різновидом трансформаторів струму ТПЛ є ТПЛУ-10, що їх за тією ж шкалою, але на струми від 10 до 100 А. Вони мають посилене виконання по стійкості до струмів к. з. Клас точності сердечника 0,5. Якщо в позначенні цього трансформатора з'являється буква Р, то його сердечник допускає приєднання вторинного кола для живлення релейного захисту.

Трансформатори струму ТПЛУ-10, так само як і ТПЛ-10, мають один або

два прямокутні осердя з трансформаторної сталі, на верхній стержень яких надіта вторинна обмотка з ізолюваного проводу. Зверху вторинної обмотки розміщена первинна, яку на малі струми виконують з ізолюваного дроту, а на великі - з голої міді. Міжвиткову ізоляцію в останньому випадку виготовляють зі смуг електрокартону.

Трансформатори серії ТПЛ розраховані для роботи в будь-якому положенні (горизонтальному, вертикальному, похилому). У трансформаторах Тополь ізоляцією між первинною і вторинною обмотками і між первинною обмоткою і заземленими деталями служить також лита ізоляція на основі епоксидної смоли. Епоксидний корпус утворює суцільний ізоляційний шар, який забезпечує надійний захист внутрішніх частин від механічних пошкоджень. Трансформатор струму Тополь-10 (рис.10.5) застосовують на підстанціях і в РП промислових підприємств.

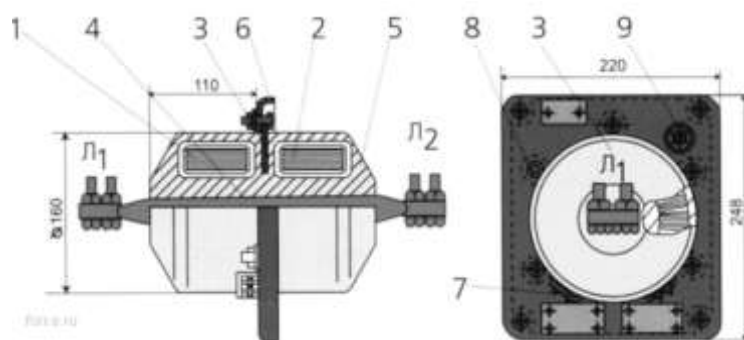


Рис.10.5. Трансформатор струму Тополь-10: 1 і 2 - сердечники; 3 - кріпильний кільце; 4 - стержень первинної обмотки; 5 - литий корпус; 6 - опорний фланець; 7 - виводи вторинних обмоток; 8 - виступи кріпильного кільця; 9 - заземлюючий болт

Шкала первинних струмів (А): 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500. Номінальний вторинний струм: 5А.

Тополь-10 - трансформатор з двома вторинними обмотками класів точності 0,5 - для вимірювань і 10р - для реле захисту.

Номінальна вторинна навантаження при коефіцієнті потужності 0,8:
вторинної обмотки для вимірювань - 10 В·А;

вторинної обмотки для захисту: - 15 В·А. Вага: 20 кг

Трансформатор струму ТПФ-10 (прохідний з фарфоровим ізоляцією на напругу 10 кВ) складається з одного або двох сердечників 1 (рис.10.6), що охоплюють порцелянові ізолятори 2. Вторинна обмотка 3, що складається з однієї або двох котушок, надіта на стержень сердечника, а первинна обмотка 4, що складається з декількох витків круглого ізольованого проводу або стрічкової міді, протягнута через отвори ізоляторів. Початок і кінець первинних обмоток Л1 і Л2 приварені до мідних контактних пластин 5, виведених назовні через прямокутні отвори в торцевих кришках 6 трансформатора. На фланці 8 укріплені ізольовані колодки 9, на які через ізоляційні втулки виведені початок і кінець вторинних обмоток І1 і І2, а також болт заземлення 11. По кутах фланця розташовані отвори 10 для кріплення трансформатора струму. Обмотки захищені прямокутним кожухом 7 від механічних пошкоджень. Габарити і маса трансформаторів струму ТПФ-10 значно більше, ніж у ТПЛ-10.

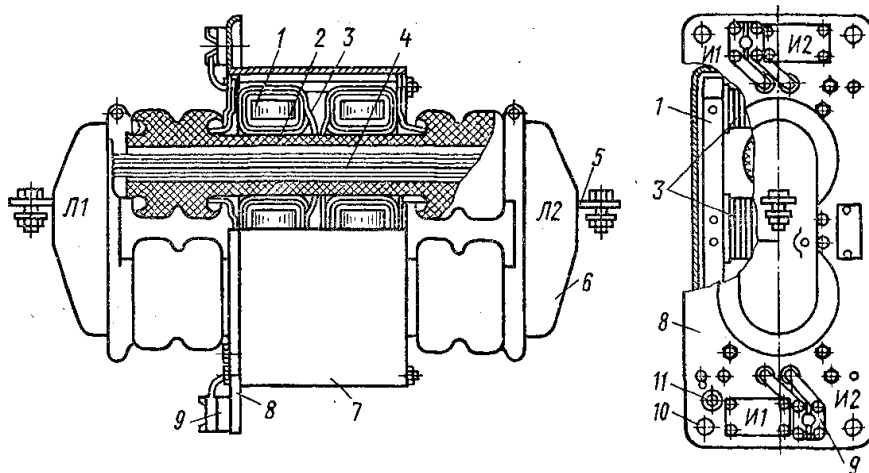


Рис.10.6. Трансформатор струму ТПФ-10: 1 - сердечник, 2 - ізолятор, 3, 4 - вторинна й первинна обмотки, 5 - контактна пластина, 6 - кришка, 7 - кожух, 8 - фланець, 9 - ізольована колодка, 10 - отвір для кріплення трансформатора струму, 11 - болт заземлення.

Трансформатор струму ТФЗМ-35 (рис.10.7).

Для захисту кабельних ліній від замикання окремих жил кабелів на землю випускають трансформатори струму ТЗВ (для захисту від замикання на землю,

роз'ємний), що мають роз'ємний магнітопровід, що дозволяє надягати їх на змонтовані трифазні броньовані кабелі діаметром не більше 65 мм.

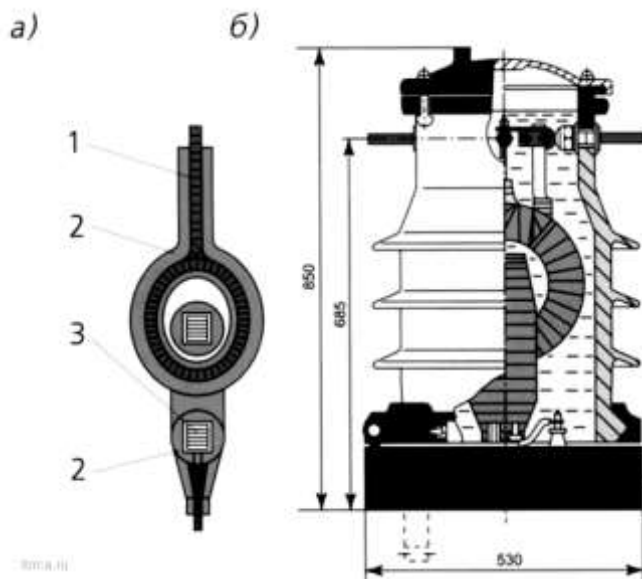


Рис.10.7. Трансформатор струму ТФЗМ-35: а - магнітопровід з обмотками; 1 - первинна обмотка; 2 - ізоляція; 3 - трансформаторне масло; б - зовнішній вигляд трансформатора струму; 1 - ізоляція; 2 - порцеляновий покришка 3 - трансформаторне масло; 4 - цоколь (підстава); 5 - виводи вторинної обмотки; 6 -

коробка виводів; 7 - заземлювальна шина; 8 - кришка; 9 - дихальний клапан; 10 - кріпильний болт, 11 і 12 - виводи первинної обмотки: 13 і 14 - виводи секцій первинної обмотки

Трансформатор струму ТЗВ складається з осердя і ярма, набраних з окремих смуг електротехнічної сталі. На сердечнику трансформатора розміщена вторинна обмотка, кінці якої виведені на ізоляційну колодку. Первинною обмоткою служить кабель. Лапка трансформатора має болт діаметром 8 мм для приєднання заземлюючого шини.

У нормальних умовах геометрична сума струмів проходять по жилах кабелю, дорівнює нулю або близька до нього. Внаслідок цього сердечник трансформатора майже не намагнічується й у вторинній обмотці не утворюється електрорушійна сила (ЕРС), здатна викликати спрацьовування приєднаного до неї реле. Якщо відбудеться замикання на землю однієї з фаз захищається установки або ділянки мережі або порушиться рівномірність завантаження по фазах, сумарний магнітний потік не буде дорівнює нулю, викличе струм у вторинній обмотці й станеться замикання контактів у ланцюзі

сигналізації або відключення захисту.

Крім рознімних трансформаторів нульової послідовності ТЗВ застосовують інші трансформатори аналогічного призначення, наприклад з литою ізоляцією ТЗЛ і бавовняної ТЗ.

Трансформатори струму монтують на конструкціях або в прохідних плитах, а також на сталевих перегородках в камерах КРП. Їх піднімають на проектні місця вручну за фланці, зміцнюючи на конструкції або плиті болтами спочатку без затягування. Основні вертикальні осі повинні знаходитися в одній площині або розташовуватися симетрично по відношенню до осей найближчих елементів установки, з якими вони надалі будуть з'єднані шинами. Вивірку трансформаторів струму здійснюють переміщенням в зазорах отворів на плиті або конструкції. Після закінчення вивірки поступово і рівномірно затягують болти.

10.3 Будова та елементи конструкції трансформаторів напруг

У розподільних пристроях і підстанціях напругою 6-10 кВ застосовують переважно трансформатори напруги НОМ-6-10, НТМИ-6-10 або НТМК-6-10. Трансформатори напруги на 6-10 кВ інших типів за своїм устроєм, принципом дії і схемі включення в мережу майже не відрізняються від перерахованих. Масляний трансформатор напруги НОМ-6 (і аналогічний йому по конструкції НОМ-10) показаний на рис. 10.8. Він складається з бака 4, заповненого маслом, обмоток 9 і виводів на кришці бака у вигляді прохідних ізоляторів 1 і 5.

Магнітопровід однофазний, броньового типу. Обмотки шарові, намотані на циліндр з електрокартону одна поверх іншої. Обмотка ВН складається з двох послідовно з'єднаних котушок, має два електростатичних екранів для захисту від перенапруги. На кришці змонтовані виводи первинної та вторинної напруги, розташована пробка для доливання масла. На баці 4 закріплений болт 2 для заземлення трансформатора.

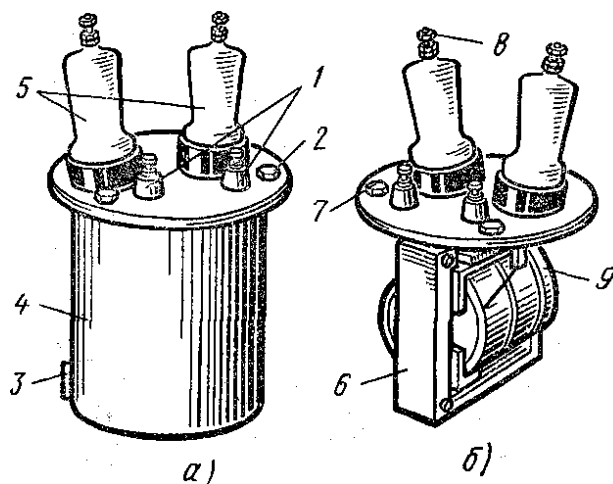


Рис. 10.8. Трансформатор напруги НОМ: а - загальний вигляд, б - виймальної частини; 1,5 - прохідні ізолятори, 2 - болт заземлення, 3 - зливна пробка, 4 - бак, 6 - сердечник, 7 - гвинтова пробка, 8 - контакт високовольтного виводу, 9 – обмотки.

У ТН тропічного виконання додатково є повітряосушувачий фільтр для очищення від вологи і промислових забруднень повітря, що надходить в них при температурних коливаннях масла.

Трифазний трансформатор напруги НТМИ-10 (рис.10.9) застосовують у мережах напругою 10 кВ для живлення різних приладів та одночасного контролю ізоляції. На відміну від інших трансформаторів напруги він має три основних стержня і два додаткових.

На основних стержнях, що знаходяться в центрі магнітопроводу, розташовані одна первинна і дві вторинні обмотки - основна і додаткова; на додаткових стержнях обмоток немає, вони використовуються як шунти.

Первинна і основна вторинна обмотки з'єднані в зірку і нульова точка виведена назовні, при установці трансформатора вона заземлюється. До основної вторинної обмотки приєднують кола живлення вимірювальних приладів, а до додаткової - кола контролю ізоляції мережі, реле замикання на землю і прилади сигналізації.

Додаткова обмотка призначена для контролю ізоляції в первинній мережі. При замиканні на землю однієї з фаз мережі магнітний потік непошкоджених фаз замикається через крайні стержні, внаслідок чого на затискачах додаткової обмотки з'явиться деяка напруга (близько 100 В) і через обмотки трансформатора і приєднаного до нього реле напруги піде струм, реле спрацює і, замкнувши контакти кола сигналізації, дасть сигнал про замикання на землю.

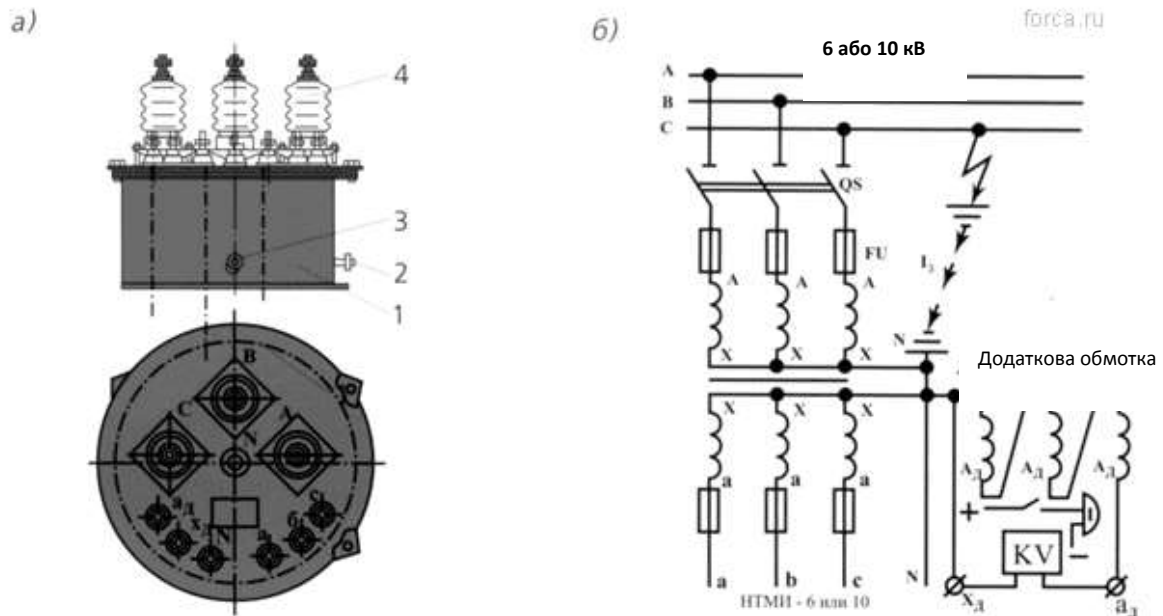


Рис. 10.9. Трифазний трансформатор напруги НТМИ-10: а - загальний вигляд ТН; 1 - бак, 2 - болт для заземлення; 3 - зливна пробка; 4 - високовольтний ввід; б - електрична схема.

Поряд з масляними виготовляють трансформатори напруги з литою ізоляцією з епоксидних смол. Вони позбавлені недоліків масляних трансформаторів напруги: не вимагають постійного нагляду і періодичної заміни масла; не мають обмежень при монтажі в приміщеннях з підвищеною пожежною небезпекою і для пересувних установок; характеризуються меншою масою і розмірами. В якості прикладу розглянемо однофазний трансформатор напруги НОЛ-11-06 (рис.10.10) з литою ізоляцією, що представляє собою магнітопровід броньового типу, на середньому стержні якого розташовані обмотки, просочені епоксидним компаундом.

Кінці первинної обмотки з'єднуються з високовольтними виводами у верхній частині трансформатора. Кінці вторинних обмоток підведені до контактних затискачів в нижній частині. Магнітопровід і обмотки, залиті епоксидним компаундом, представляють суцільний литий блок.

Ревізію ТН проводять аналогічно ревізії ТС. При незадовільних результатах вимірювання обмотки сушать тепло-повітродувкою при температурі повітря не вище 90°C або струмом.

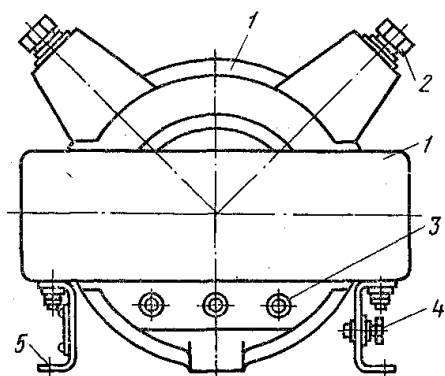


Рис. 10.10. Трансформатор напруги НОЛ-11-06: 1 - литий блок, 2 - контакт високовольтного виводу, 3 - контакти виводів вторинної обмотки, 4 - болт заземлення, 5 - кронштейни.

Напруга, що підводиться до первинної обмотки, підбирають так, щоб замкнута накоротко коло вторинної обмотки обтікала струмом, що становить 80-85% тривало допустимого струму для трансформатора, що піддається сушінню. Струм у вторинній обмотці контролюють амперметром. При сушінні виводи ТН повинні бути замкнені між собою і заземлені.

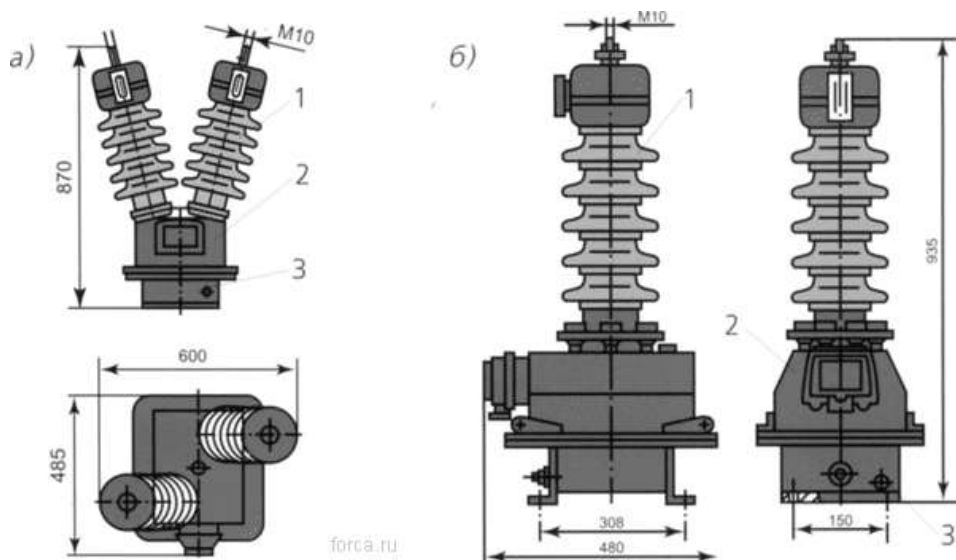


Рис. 10.11. Однофазні ТН 35 кВ: а - з двома вводами типу НОМ-35-ББ; б - з одним вводом типу ЗНОМ-35; 1 - ввід первинної обмотки; 2 - коробка вводів вторинної обмотки; 3 - бак ТН.

ТН встановлюють у камерах на конструкціях вільно без кріплень. Підйом їх виконують вручну за кожух, а не за ізолятори. Вторинну обмотку ТН приєднують до провідників вторинних кіл лише після закінчення всіх монтажних робіт перед налагоджувальними роботами і після видалення монтажного персоналу з приміщення РП. Це необхідно для того, щоб не було випадковою подачі на шини РП високої напруги внаслідок зворотної

трансформації.

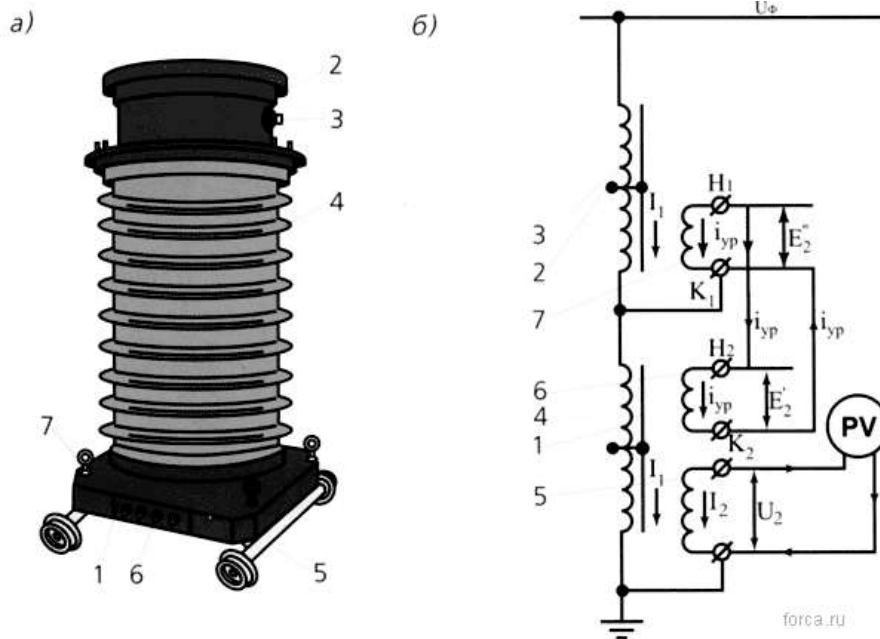


Рис. 10.12.

Однофазний ТН
110кВ: а - загальний
вигляд ТН: 1 -
вторинні виводи; 2 -
розширювач, 3 -
показчик рівня
масла, 4 -
порцелянова
покришка, 5 - візок; 6
- коробка з виводами;

7 - болт для підйому; б - електрична схема: 1 і 2 - секції первинної обмотки, 3 і 4 - магнітопроводи, 5, 6, 7 – секції вторинних обмоток.

10.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Для вибору трансформаторів струму (ТС) і трансформаторів напруги (ТН) необхідно мати і знати таке:

- перелік приладів контролю та регулювання нормального, а в деяких випадках і аварійного режимів кожного приєднання до збірних шин РП, а також на самих збірних шинах і допоміжних елементах РП (шиноз'єднувальні, секційні, обхідні вимикачі, обхідні шини тощо);

- схеми з'єднань приладів між собою та підімкнення до джерел живлення їх послідовних і паралельних обмоток, а також дані по самих приладах (кількість обмоток, їхня характеристика: потужність, опір, $\cos \varphi$, $\sin \varphi$);

- значення струмів нормального та максимального режимів кожного приєднання та елементів розподільних пристроїв;

- значення струмів аварійного режиму (режиму к.з.) в точках схеми системи електропостачання, де вибираються ТС.

У табл.10.1 наведений перелік приладів вимірювання та обліку електроенергії на підстанціях згідно з ПУЕ.

Таблиця 10.1

Контрольно - вимірювальні прилади на підстанціях

Коло	Місце встановлення приладів	Перелік приладів	Примітки
1	2	3	4
Знижувального двох обмоткового трансформатора	ВН	-	1. Ватметр тільки для трансформаторів та АТР з $U_{1\text{ ном}} = 110$ кВ та вище 2. Варметр тільки для трансформаторів та АТР з $U_{1\text{ ном}} = 220$ кВ та вище 3. Якщо потік електроенергії може змінювати напрям, то застосовуються ватметри та варметри з двобічною шкалою і два лічильники зі стопорами
	НН	Амперметр, ватметр, лічильник електроенергії	
Три обмоткового трансформатора або автотрансформатора	ВН	Амперметр	
	СН	Амперметр, ватметр, лічильник електроенергії	
	НН	Амперметр, ватметр, лічильник електроенергії	
Синхронного компенсатора	Статор	Амперметр, вольтметр, варметр з двобічною шкалою, лічильники реактивної енергії зі стопорами	
	Ротор	Амперметр, вольтметр	
Збірних шин 6, 10 та 35 кВ	На кожній секції або системі шин	Вольтметр для вимірювання між фазної напруги та вольтметр з перемиканням для вимірювання трифазних напруг	На транзитних підстанціях з РП ВН 35 кВ встановлюється реєструючий вольтметр, якщо шини підстанції є контрольними точками напруги в системі
Збірних шин 110...220 кВ	На кожній секції або системі шин	Вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох між фазних напруг і реєструючий вольтметр	На трифазних підстанціях РП ВН встановлюється осцилограф, фіксує прилад

1	2	3	4
Збірних шин 330 кВ і вище	На кожній секції або системі шин	Теж саме, а також реєструючий частотомір	Може встановлюватися колонка синхронізації
Секційного та шиноз'єднувального вимикачів	-	Амперметр	
Обхідного вимикача	-	Амперметр, ватметр і варметр з двобічними шкалами, розрахункові лічильники електроенергії, фіксуючий прилад для визначення місця к.з.	
Ліній 6...10 кВ до споживачів	-	Амперметр, розрахункові лічильник електроенергії	Якщо по лічильниках не ведеться розрахунок в грошах, то електроенергії не встановлюється
Ліній 35 кВ	-	Амперметр, розрахункові лічильники електроенергії на тупикових лініях до споживачів	Те саме
Ліній 110...220 кВ	-	Амперметр, ватметр, варметр, фіксуючий прилад, що використовується для визначення місця к.з., розрахункові лічильники електроенергії на тупикових лініях до споживачів	1. Для ліній з по фазним керуванням встановлюється три амперметри 2. На лініях з двобічним напрямом подачі енергії ватметр і варметр з двобічною шкалою, а також два лічильники активної енергії зі стопорами

1	2	3	4
Ліній 330...750 кВ	-	Амперметр у кожній фазі, ватметр і варметр з двобічною шкалою, осцилограф, фіксуючий прилад для визначення місця к.з., датчик активної та реактивної потужності	На лініях між системного зв'язку встановлюються лічильники активної енергії зі стопорами
Трансформатора власних потреб підстанцій	ВН	-	
	НН	Амперметр, розрахунковий лічильник активної енергії	
Дугогасильна котушка	-	Реєструючий амперметр	
Трансформатора власних потреб	На одну секцію	З боку джерела енергії: амперметр, ватметр, лічильник активної енергії	На блочних станціях прилади встановлюються на вводах 6,3 кВ

Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму являють собою однофазні електротехнічні пристрої і вибираються у двофазному (рис.10.13, а) чи трифазному (рис.10.13, б) виконанні для кожного приєднання усіх розподільних пристроїв конкретної системи електропостачання. У зв'язку з цим ТС з'єднуються за схемою неповної або повної зірки (див. рис. 10.13, а, б).

Схема неповної зірки застосовується, як правило, в мережах з ізольованою нейтральною точкою, тобто в мережах 6..10 кВ; схема повної зірки - у мережах із заземленою чи компенсованою нейтраллю, а також в мережах з ізольованою нейтральною точкою, якщо є необхідність у вимірах струму в усіх фазах або це пов'язано з умовами роботи релейного захисту (приєднання джерел електроенергії, споживачів з несиметричним навантаженням, диференційний захист фаз тощо).

Приклад схем приєднання вимірювальних приладів приведений на рис.

10.13.

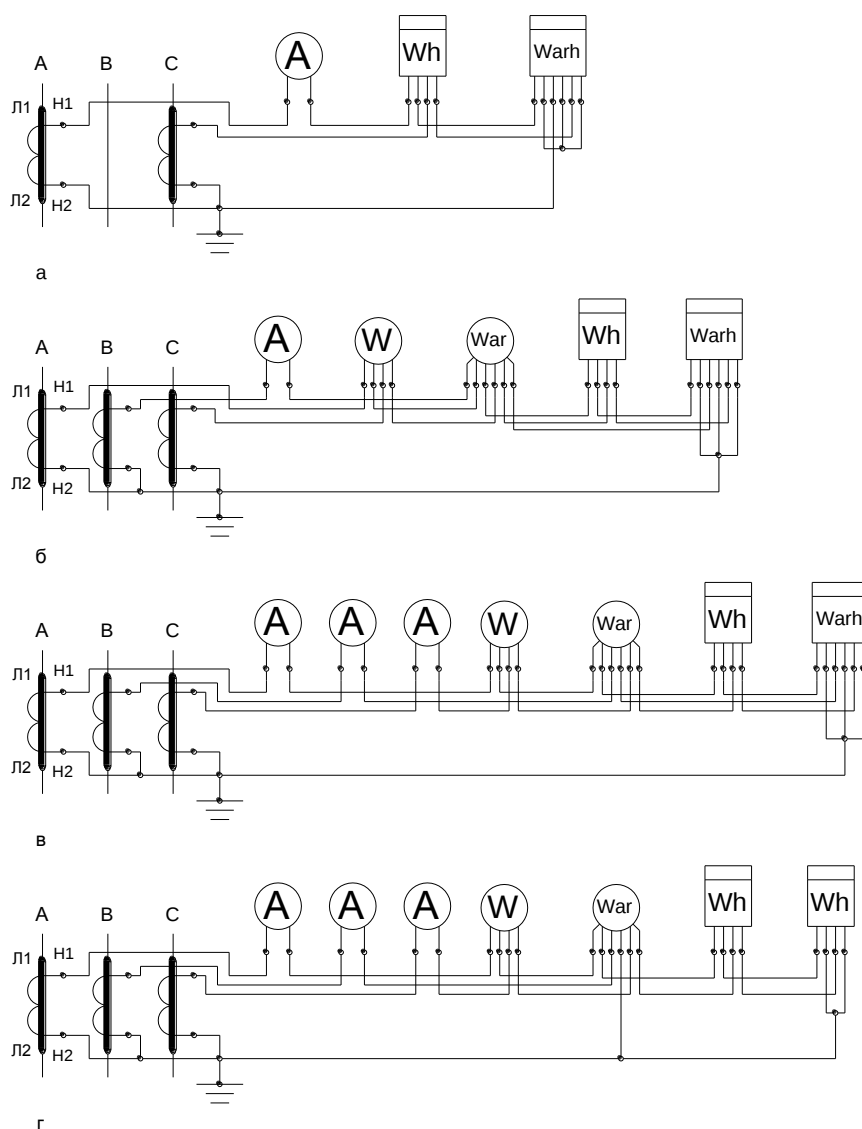


Рис. 10.13. Приєднання контрольно-вимірювальних приладів: а - ліній 6...10 кВ до споживачів; б – обмотки НН знижувального трансформатора; в - ліній 110...220 кВ з пофазним керуванням; г - лінії 110...220 кВ з двобічним напрямом подачі енергії та пофазним керуванням.

Трансформатори струму вибирають:

за класом точності;

за схемою з'єднання однофазних ТС;

за номінальними параметрами за умов

$$U_{1ном} \geq U_{мережі}; \quad I_{1ном} \geq I_p; \quad (10.5)$$

за динамічною стійкістю до струмів к.з.

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad \text{або} \quad \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} K_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (10.6)$$

(шинні ТС, за цією умовою не перевіряються);

за термічною стійкістю,

$$I_{\tau}^2 \tau \geq B_K \quad \text{або} \quad (I_{\text{ном}} K_{\tau})^2 \tau \geq B_K; \quad (10.7)$$

за умовою роботи у заданому класі точності,

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}. \quad (10.8)$$

де $U_{\text{Iном}}$ - номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

$U_{\text{мережі}}$ - номінальна напруга мережі, в якій встановлюється ТС, кВ;

$I_{\text{Iном}}$ - номінальний струм первинної обмотки ТС, А;

I_p - максимальний струм робочого режиму приєднання, для якого вибирається ТС, А;

$i_{\text{дин}}$ - струм динамічної стійкості ТС (паспортні дані), кА;

$K_{\text{дин}}, K_{\tau}$ - кратність струмів динамічної та термічної стійкості (паспортні дані);

$i_{\text{уд}}, B_K$ - розрахункові значення ударного струму, кА, та теплового імпульсу, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, для даної точки схеми системи електропостачання;

I_{τ} - паспортні дані струму термічної стійкості ТС, кА, за час τ с;

$Z_{2\text{ном}}$ - номінальний опір вторинного кола ТС (номінальне навантаження), що відповідає його роботі у заданому класі точності, Ом;

Z_{2p} - розрахунковий опір (навантаження) вторинного кола ТС, Ом.

При виборі номінального струму первинної обмотки ТС $I_{\text{Iном}}$ слід враховувати можливість перевантаження деяких типів ТС на 10-20%, що вказано в каталогах на ТС.

Значення номінального вторинного струму $I_{2\text{ном}}$ уніфіковано і дорівнює 5 А (рідше 1 і 10 А).

Клас точності ТС визначається їхнім призначенням і класом точності приєднаних до них приладів:

Класи точності приладів і ТС

Клас точності приладів	1,0	1,5	2,5	4
Клас точності ТС	0,5	0,5	1	3

Якщо до ТС приєднуються розрахункові лічильники електроенергії, то клас точності ТС повинен бути не нижче 0,5; у разі приєднання тільки щитових вимірювальних приладів достатньо класу точності 1, а інколи (амперметр у колі секційного або шиноз'єднувального вимикача) можна прийняти ТС з класом точності 3, для релейного захисту -10.

Слід зауважити, що вибраний для даного ТС клас точності його роботи забезпечується при виконанні двох умов: $Z_{2ном} \geq Z_{2р}$ і якщо $I_1/I_{1ном} \times 100$ знаходиться в діапазоні 100-120% для класу точності до 1 включно та 50-120% для класу точності до 10, де I_1 - робоче значення струму первинної обмотки ТС.

Розрахункове навантаження ТС $Z_{2р}$ складається з навантаження вимірювальних приладів $Z_{прил}$, втрат в проводах $Z_{пр}$ і контактних $Z_{к}$, Ом:

$$Z_{2р} = Z_{прил} + Z_{пр} + Z_{к}. \quad (10.9)$$

Сумарний опір $Z_{\Sigma прил}$ послідовно з'єднаних котушок приладів обчислюють згідно зі схемою їх ввімкнення та розподілом їх по фазах.

Як правило, навантаження котушок приладів вказується у вольтах на амперах (В·А), тому сумарний опір приладів максимально завантаженої фази обчислюється в омах:

$$Z_{\Sigma прил} = \frac{S_{\Sigma прил}}{I_{2ном}^2}. \quad (10.10)$$

де $S_{\Sigma прил}$ - максимальне навантаження фази приладами, В·А.

При складанні трилінійної схеми приєднання вимірювальних приладів до ТС необхідно враховувати схему внутрішніх з'єднань приладів.

З урахуванням (10.8) умова допустимого навантаження на трансформатор струму для його роботи в необхідному класі точності матиме вигляд:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{\Sigma\text{прил}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}} = Z_{2\text{р}}. \quad (10.11)$$

де $Z_{\Sigma\text{прил}}$ - максимальний сумарний опір котушок приладів найбільш завантаженої фази, Ом;

$Z_{\text{к}}$ - опір контактних з'єднань, Ом, при кількості приладів, що приєднані до вторинної обмотки ТС, понад три $Z_{\text{к}}=0,1$ Ом, при кількості три і менше $Z_{\text{к}}=0,05$ Ом.

Якщо в (10.11) прийняти $Z_{2\text{ном}}=Z_{2\text{р}}$, а $Z_{\text{пр}} \approx r_{\text{пр}}$, - можна визначити максимальний опір проводів, які з'єднують ТС з приладами при роботі його в заданому класі точності, Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{2\text{прил}} - Z_{\text{к}}. \quad (10.12)$$

Найменший переріз проводів, що задовольняє умову роботи ТС в необхідному класі точності, повинен бути, мм^2

$$S = \frac{\rho l_{\text{р}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (10.13)$$

де ρ - питомий опір матеріалу провода, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, для міді $\rho=0,0172$ $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, для алюмінію $\rho=0,028$ $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$L_{\text{р}}$ - розрахункова довжина провода, що залежить від схеми з'єднань однофазних ТС, для схем повної зірки $L_{\text{р}} = L$, а для схем неповної зірки $L_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot L$ (L - відстань від місця розташування ТС до вимірювальних приладів - довжина траси), м.

Переріз проводів, обчислений за (10.13), заокруглюється до найближчого більшого стандартного перерізу жил контрольних кабелів, а саме 1,5; 2,5; 4; 6; 10 мм. Слід зауважити, що контрольні кабелі, якими з'єднуються ТС а вимірювальними приладами, повинні відповідати вимогам механічної стійкості (міцності). Через це переріз мідних проводів при наявності в колі розрахункових лічильників має бути не меншим від 2,5 мм^2 , алюмінієвих проводів - не меншим від 4 мм^2 . У разі відсутності лічильників найменшим перерізом за умовою механічної стійкості для мідних проводів може бути 1,5 мм^2 , для алюмінієвих - 2,5 мм^2 .

Для електроустановок напругою 6...10 кВ з розподільними пристроями, виконаними шафами КРП, рекомендуються ТС типу ТЛМ, ТПШЛ, ТЛ, ТПЛ, ТПОЛ. Для відкритих РП напругою 35 кВ і вище приймаються ТС типу ТФЗМ, ТФРМ, ТФУМ (колишні ТФН) та оптико-електронні ТС, що контролюють не тільки струм, а й потужність та інші параметри.

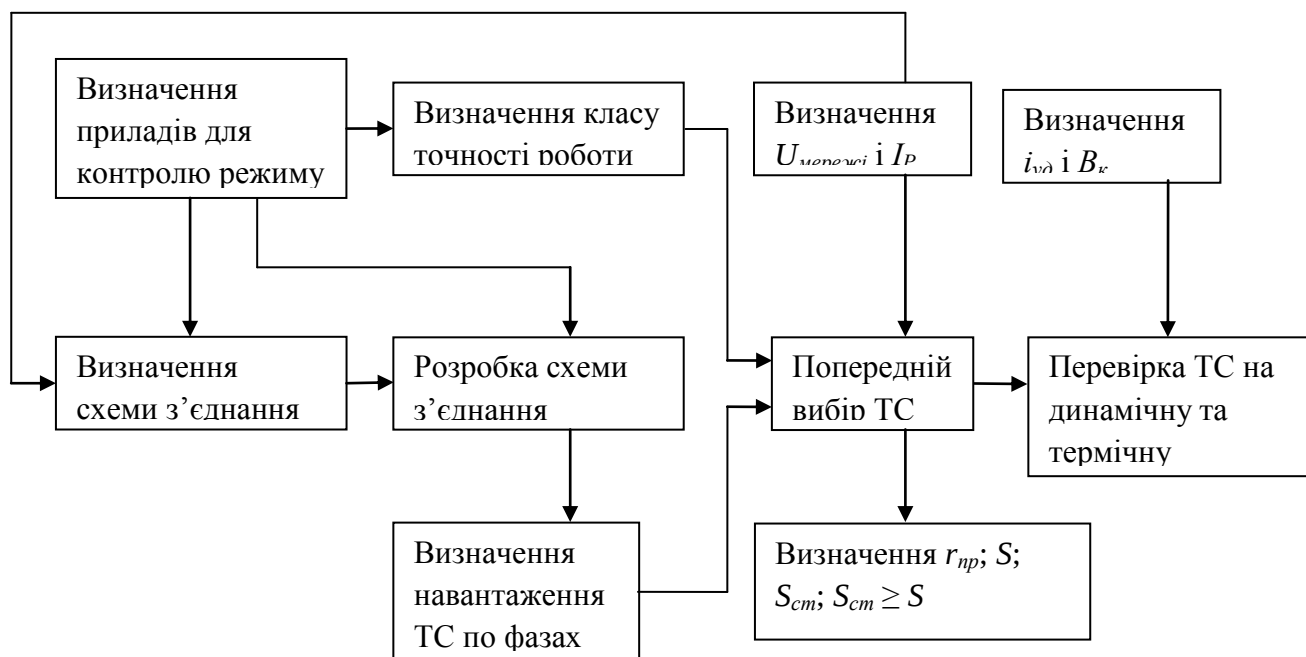


Рис.10.14. Блок – схема вибору трансформатора струму.

Задача 10.1. Вибрати трансформатори струму в колі трансформатора власних потреб ТЗ ТЕЦ (див.рис.3.1) типу ТДНС-10000/10,5 з вторинною напругою 6,3 кВ, якщо $I_p=769,8$ А.

Розрахунок струмів короткого замикання та теплового імпульсу дає такі результати: при напрузі 10,5 кВ $i_{уд}=214,63$ кА; $B_K=2699,4$ кА²·с; при напрузі 6,3 кВ - $i_{уд}=41,3$ кА; $B_K=352,4$ кА²·с. Відстань від місця встановлення ТС до вимірювальних приладів (довжина траси) $L=60$ м.

Розв'язання. Згідно з даними табл. 10.1, в колі трансформатора власних потреб споживачів електростанції з боку джерела електроенергії встановлюються такі контрольно-вимірювальні прилади: амперметр, ватметр і лічильник активної енергії, що вимагає роботу трансформатора струму в класі

точності 0,5.

У мережах з ізольованою нейтраллю рекомендується з'єднання ТС за схемою неповної зірки, але оскільки для трансформаторів потужністю від 6,3 МВ·А, а при паралельній їх роботі від 4 МВ·А згідно з ПУЕ передбачається поздовжній диференційний захист, то ТС слід установити в кожній фазі й застосувати схему повної зірки.

На рис. 10.15 зображено схему з'єднання приладів, в якій передбачена можливість приєднання приладів до ТС, встановлених на вторинній обмотці трансформатора власних потреб, що допускається, коли ТС на ВН не задовольняють якусь умову їх вибору. В останньому випадку втрати електроенергії у трансформаторі власних потреб враховуватися не будуть.

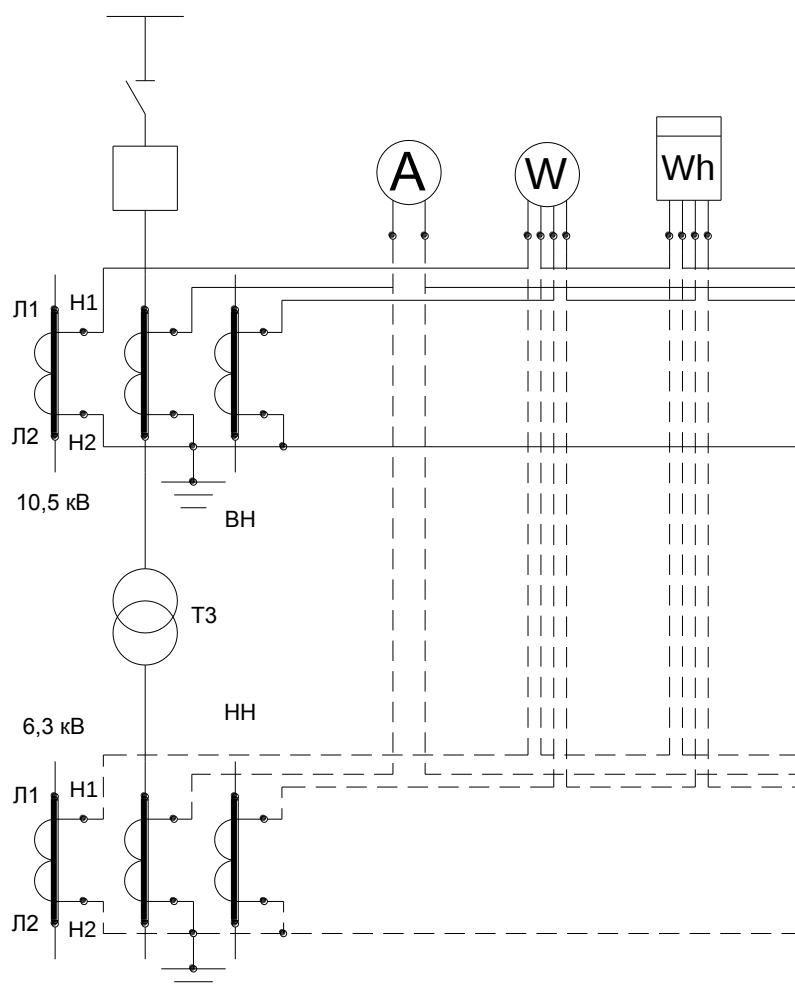


Рис. 10.15. Схема з'єднання приладів з трансформатором струму.

Згідно з блок-схемою визначимо навантаження трансформаторів струму по фазах, використовуючи схему з'єднання рис.10.15 та дані про вимірювальні прилади. Результати зведено у табл. 10.4.

За даними табл. 10.4 найбільш завантажені трансформатори струму у фазах А та С (по 3,0 В·А), отже сумарний опір приладів максимально завантаженої фази за (4.1)

$$Z_{\Sigma \text{прил}} = \frac{3,0}{5^2} = 0,12 \text{ Ом},$$

$I_{2\text{ном}}$ прийняли 5 А.

Забезпечити роботу лічильників активної енергії з необхідною точністю спроможні трансформатори струму ТПОЛ-10, ТЛМ-10, ТЛ-10 з номінальним струмом $I_{1\text{ном}}=800$ А.

Таблиця 10.4

Навантаження трансформаторів струму по фазах

Прилад	Тип приладу	Навантаження, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії, розрахунковий	И-675	2,5	-	2,5
Всього		3,0	0,5	3,0

Виберемо попередньо ТС типу ТПОЛ-10 з параметрами: $U_{\text{роб.мах}}=12$ кВ; $I_{1\text{ном}}=800$ А; $I_{2\text{ном}}=5$ А; клас точності 0,5; $Z_{2\text{ном}}=0,4$ Ом; $K_{\text{дин}}=81$; $K_t=32$; $\tau=3$ с.

Вибір трансформатора струму демонструє табл. 10.5.

Як бачимо, трансформатор струму типу ТПОЛ-10 не відповідає умовам перевірки його на динамічну та термічну стійкість до струмів к.з.

Аналізуючи каталожні дані трансформаторів струму напругою, яка перевищує 1 кВ, можна дійти висновку, що для розрахункових значень струму короткого замикання жоден ТС не проходить за умовами динамічної та термічної стійкості. Через це виберемо ТС для живлення лічильників і вимірювальних приладів, які встановлені на стороні НН трансформатора

власних потреб ТЗ (див. рис. 10.15).

Таблиця 10.5

Вибір трансформатора струму ТПОЛ-10

Тип ТС	Дані за каталогом	Умова		Розрахункові дані
		Перевірки	Фактично	
ТПОЛ-10	$U_{1ном, max} = 12 \text{ кВ}$	$\geq$	$>$	$U_{мережі} = 10,5 \text{ кВ}$
	$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$\geq$	$>$	$I_p = 769,8 \text{ А}$
	$\sqrt{2}I_{1ном}K_{дин} = 91,6 \text{ кА}$	$\geq$	$<$	$i_{уд} = 214,63$
	$(I_{1ном}K_t)^2 \tau = 1966 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$<$	$B_K = 26915,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Робочі струми в колі трансформатора ТЗ

$$I_H = \frac{0,7S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 641,5 \text{ А};$$

$$I_{max} = \frac{1,3S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1,3 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1191,4 \text{ А}$$

Номінальний струм трансформатора власних потреб

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,4 \text{ А}.$$

Якщо при виборі ТС за номінальними параметрами згідно з умовою $I_{1ном} \geq I_p$ для значення струму I_p прийняти струм максимального робочого режиму трансформатора ТЗ - 1283 А, то найближче найбільше стандартне значення $I_{1ном}$ ТС складає 1500 А [7]. Отже, при нормальному робочому режимі ТЗ відношення

$$\frac{I_1}{I_{1ном}} 100 = \frac{641,5}{1500} 100 = 42,8\%,$$

що не дає можливості роботи ТС в класі 0,5.

Якщо $I_p = I_{ном} = 916,4 \text{ А}$, то $I_{1ном} = 1000 \text{ А}$ і ТС в нормальному робочому режимі буде завантажений на 64,2%, а в максимальному працюватиме з

навантаженням на 12,8% більшим від номінального, що допускається.

Для даного випадку ($U_{\text{мережі}}=6,3$ кВ; $I_{1\text{ном}}=1000$ А) можна застосувати ТС різних типів: ТЛМ-10-1000-0,5/10Р; ТЛ - 10-1000-0,5/10Р; ТЛК-10-1000-0,5/10Р; ТПОЛ-10-1000-0,5/10Р та інші.

Тип ТС на напрузі 6,10 кВ слід вибирати одночасно з вибором шаф комплектних розподільних пристроїв, які комплектуються заводами-виготовлювачами тими чи іншими типами ТС. Так, шафи К-ХХУІ комплектуються трансформаторами струму ТЛМ-10-1, К-ХХУП - ТПШЛ, шафи КМ-ІФ-10 - трансформаторами ТШЛ10, ТЛК-10 тощо.

Розглянемо можливість роботи в колі ТВП на напрузі 6,3 кВ ТС типу ТЛМ-10-ІУЗ з класом точності 0,5/ІОР і такими номінальними параметрами: $U_{\text{роб.мах}}=12$ кВ; $I_{1\text{ном}}=1000$ А; $I_{2\text{ном}}=5$ А; $Z_{2\text{ном}0,5}=0,4$ Ом; $Z_{2\text{ном}10}=0,6$ Ом; $i_{\text{дин}}=100$ кА; $I_{\tau}=26$ кА за $\tau=3$ с.

У табл. 10.6 представлено вибір ТС типу ТЛМ-10-1000-0,5/10РІУЗ.

Таблиця 10.6

Вибір трансформатора струму ТЛМ-10

Тип ТС	Дані за каталогом	Умова		Розрахункові дані
		Перевірки	Фактично	
ТЛМ-10 шафи КРП К-ХХУІ	$U_{1\text{ном}}=12$ кВ	$\geq$	$>$	$U_{\text{мережі}}=10,5$ кВ
	$I_{1\text{ном}}=1000$ А	$\geq$	$>$	$I_p=916,4$ А
	$i_{\text{дин}}=100$ кА	$\geq$	$>$	$i_{\text{уд}}=41,3$ кА
	$I_{\tau}^2 \tau = 26^2 \cdot 3 = 2028$ кА ² · с	$\geq$	$>$	$B_K = 352,4$ кА ² · с

За всіма номінальними даними вибраний ТС задовольняє необхідні вимоги. Перевіримо можливість його роботи у заданому класі точності. Для цього скористаємося даними табл.10.4 навантаження ТС по фазах згідно зі схемою рис.10.15 (пунктирні лінії).

Сумарний опір приладів максимально завантаженої фази $Z_{\Sigma \text{ прил}}$, за (10.10), як і в попередньому випадку, дорівнює 0,12 Ом.

Поклавши $Z_K=0,05$ Ом, визначимо максимальний опір з'єднувальних проводів та їхній мінімальний переріз:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\Sigma\text{прил}} - Z_K = 0,4 - 0,12 - 0,05 = 0,23 \text{ Ом};$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 60}{0,23} = 7,3 \text{ мм}^2,$$

де питомий опір алюмінієвого провода $\rho=0,028$ Ом·мм²/м ; розрахункова довжина провода для схеми з'єднання ТС повної зірки $l_p=l=60$ м (l - довжина траси).

Вибираємо контрольний кабель типу АКВРГ-10 з $S_{\text{ст}}=10$ мм² , що задовольняє також умову механічної стійкості.

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги виготовляють різних типів на різні класи напруг. Вони можуть бути одно- (НОЛ, НКФ) та трифазними (НТМК, НТМІ); обидва лінійні вводи розраховані на лінійну напругу (НОМ, НОЛ, НОС) або один (ЗНОМ, ЗНОЛ, НКФ). У зв'язку з цим ТН вибирають:

- за призначенням;
- за схемою з'єднання між собою;
- за класом точності;
- за номінальними параметрами за умовою

$$U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}};$$

- за умовою роботи у заданому класі точності

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\rho}.$$

де $U_{1\text{ном}}$ - номінальна напруга первинної обмотки ТН, кВ;

$U_{\text{мережі}}$ - номінальна напруга мережі, для роботи в якій вибирається ТН, кВ;

$S_{2\text{ном}}$ - номінальна повна потужність ТН, максимальне значення повної потужності електроенергії, що віддається вторинною обмоткою у зовнішнє коло, за якої трансформатор працює у заданому класі точності, В·А; $S_{2\rho}$ - розрахункова повна потужність електроенергії, що споживається контрольно-

вимірювальними приладами, В·А (табл. 10.7).

Таблиця 10.7

Дані по приладах для обчислення розрахункової повної потужності

Прилад	$\cos\varphi$	Тип приладу	Кількість обмоток	Потужність однієї обмотки, В·А
Вольтметр показувальний	1	Э-378	1	2,0
Вольтметр реєструючий	1	Н-346	1	10,0
Ватметр показувальний	1	Д-305	2	2,0
Ватметр реєструючий	1	Н-348	2	10,0
Варметр показувальний	1	Д-305	2	2,0
Варметр реєструючий	1	Н-348	2	10,0
Лічильник електроенергії	0,25	Альфа	2	8,0
Частотомір	1	Э-371	1	3,0
Датчик активної енергії	1	Е-829	2	5,0
Датчик реактивної енергії	1	Е-830	2	5,0

ТН встановлюються на кожній секції збірних шин РП усіх класів напруг і вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно-вимірювальних приладів кожного приєднання даної секції. Крім того, ТН встановлюються на лініях 330 кВ та вище. У зв'язку з цим для обчислення S_{2p} необхідно знати число приєднань даної секції РП, а також дані приладів з паралельними котушками.

Якщо РП виконаний без збірних шин і немає потреби в лічильниках електроенергії, вимірюваннях потужності та напруг, ТН у схемах не передбачаються.

Вибір типу ТН, а також схеми їх з'єднання у трифазній системі визначаються їх призначенням.

Якщо до ТН приєднані лічильники електроенергії, по яких ведеться розрахунок, доцільно використати два однофазні ТН типу НОМ, НОЛ для

напруг від 6 до 35 кВ включно, або типу НОС для напруг 0,5 та 3 кВ, з'єднаних за схемою неповного трикутника. Для цього можна використати ТН типу НТМК, який має обмотку для компенсації кутової похибки.

Слід зауважити, що два однофазні ТН мають більшу потужність порівняно з одним трифазним ТН, за вартістю вони практично рівноцінні. Для вимірювання потужностей та енергії в лініях з напругою 110 кВ та вище використовують каскадні трансформатори напруги типу НКФ, обмотки яких з'єднані за схемою Y/Y/Δ. Такі самі типи трансформаторів застосовують для вимірювань лінійних і фазних напруг у мережах 110 кВ та вище.

Лінійні та фазні напруги в мережах 6...35 кВ включно вимірюють з допомогою трьох однофазних ТН типу ЗНОМ, ЗНОЛ, що з'єднуються за схемою Y/Y/Δ з обов'язковим заземленням нейтральних точок обмоток ВН та НН.

Для живлення приладів контролю стану ізоляції потрібна або група із трьох однофазних ТН типу ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.09 або один трифазний п'ятистержньовий ТН типу НТМІ (схеми з'єднань –Y/Y/Δ). Трансформатори ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.09 широко застосовуються у шафах КРП типу К-ХХУІ, К - 37 та в комплектних струмопроводах замість трансформаторів НТМІ та ЗНОМ, а трансформатори НОЛ.08 - для зміни НОМ-6 та НОМ-10. Шафи внутрішньої установки К – ХХУІ комплектуються ТН типу НОЛ. 08 та ЗНОЛ. 06, а для шаф КРУН зовнішньої установки ТН типу НОЛ. 08 та ЗНОЛ. 09.

Оскільки схеми з'єднань обмоток ТН і котушок напруги приладів розрізняються, при визначенні S_{2p} обчислюють сумарне трифазне навантаження від паралельних котушок усіх приладів, що контролюють режим роботи всіх приєднань даної секції збірних шин, тобто:

$$S_{2p} = \sqrt{P_{\Sigma 2}^2 + Q_{\Sigma 2}^2}, \quad (10.14)$$

де $P_{\Sigma 2}$, $Q_{\Sigma 2}$ - сумарне значення відповідно активної (Вт) та реактивної (вар) потужності електроенергії, яка споживається приладами (їх паралельними котушками) секції збірних шин.

Значення S_{2p} порівнюється з номінальною потужністю ТН $S_{2ном}$ у класі точності 0,5 при наявності розрахункових лічильників електроенергії. Для решти щитових приладів достатній клас точності одиниця.

За $S_{2ном}$ приймають потроєну номінальну потужність однофазного ТН при їх з'єднанні за схемою зірки, подвоєну потужність при їх з'єднанні за схемою неповного трикутника та номінальну потужність трифазного трансформатора.

Якщо S_{2p} більша за номінальну потужність $S_{2ном}$ у вибраному класі точності, то частину приладів приєднують до додатково встановлюваних аналогічних ТН.

При визначенні повної розрахункової потужності S_{2p} втрати потужності у з'єднувальних провідниках не враховуються через їхню незначну величину, проте опір провідників призводить до додаткових втрат напруги. З

гідно з ПУЕ втрати напруги у провідниках від ТН до лічильників електроенергії не повинні перевищувати 0,5%, а в провідниках до щитових приладів – 3%. Тому переріз провідника в колі ТН, який визначається допустимою втратою напруги, може бути прийнятий за умовою механічної стійкості: 1,5 мм² для мідних жил та 2,5 мм² для алюмінієвих.

Задача 10.2. Вибрати трансформатор напруги на збірних шинах 10 кВ знижувальної двотрансформаторної підстанції з трансформаторами типу ТДН-40000/110 (рис. 10.16). Від однієї секції збірних шин закритого розподільного пристрою відходить десять кабельних ліній до споживачів, від другої - дев'ять. До секцій збірних шин приєднані трансформатори власних потреб ТМ-63/10.

Розв'язання. Згідно з даними табл. 10.1, на рис. 10.16 показані контрольно-вимірювальні прилади в приєднаннях трансформаторів знижувальної підстанції до, РП 10 кВ, в колах кабельних ліній до сторонніх споживачів і в колі трансформаторів власних потреб. Через те що секція I розподільного пристрою 10 кВ має більшу кількість приєднань, а відповідно і контрольно-вимірювальних приладів, то розрахунковим навантаженням для вибору ТН буде навантаження цієї секції.

Наявність розрахункових лічильників обумовлює роботу трансформаторів

напруги у класі точності 0,5 зі схемою їх з'єднання - неповний трикутник. Для цього можна прийняти трансформатори напруги Н0М - 10 або Н0Л. 08 відповідно для шаф комплектних розподільних пристроїв внутрішньої установки К-ХП та К-ХХУІ. У шафах К-37 зовнішньої установки рекомендується ТН типів Н0Л. 08 та ЗН0Л. 09.

Використовуючи дані табл. 10.8 щодо споживання контрольно-вимірювальними приладами електроенергії, визначимо сумарне трифазне навантаження від паралельних котушок усіх приладів першої секції збірних шин (табл. 10.8).

Таблиця 10.8

Розрахунок навантаження для вибору трансформаторів напруги

Найменування приєднання	Прилад	Тип приладів	Потужність однієї котушки, В·А	Число котушок	cosφ	Число приладів	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, вар
Збірні шини	Вольтметр	Э-378	2	1	1	1	2	-
Приєднання трансформатора до шин 10 кВ	Ватметр	Д-305	2	2	1	1	4	-
	Лічильник електроенергії	Альфа	8	2	0,25	1	4	15,5
	Регулятор потужності КУ	РКМ	8	2	0,25	1	4	15,5
Лінії 10 кВ	Лічильник електроенергії	И-672 М	8	2	0,25	10	40	155
	Регулятор КУ	РКМ	8	2	0,25	10	40	155
Приєднання ТВП	Лічильник активної енергії	И-672 М	8	2	0,25	1	4	15,5
Всього							98	356,5

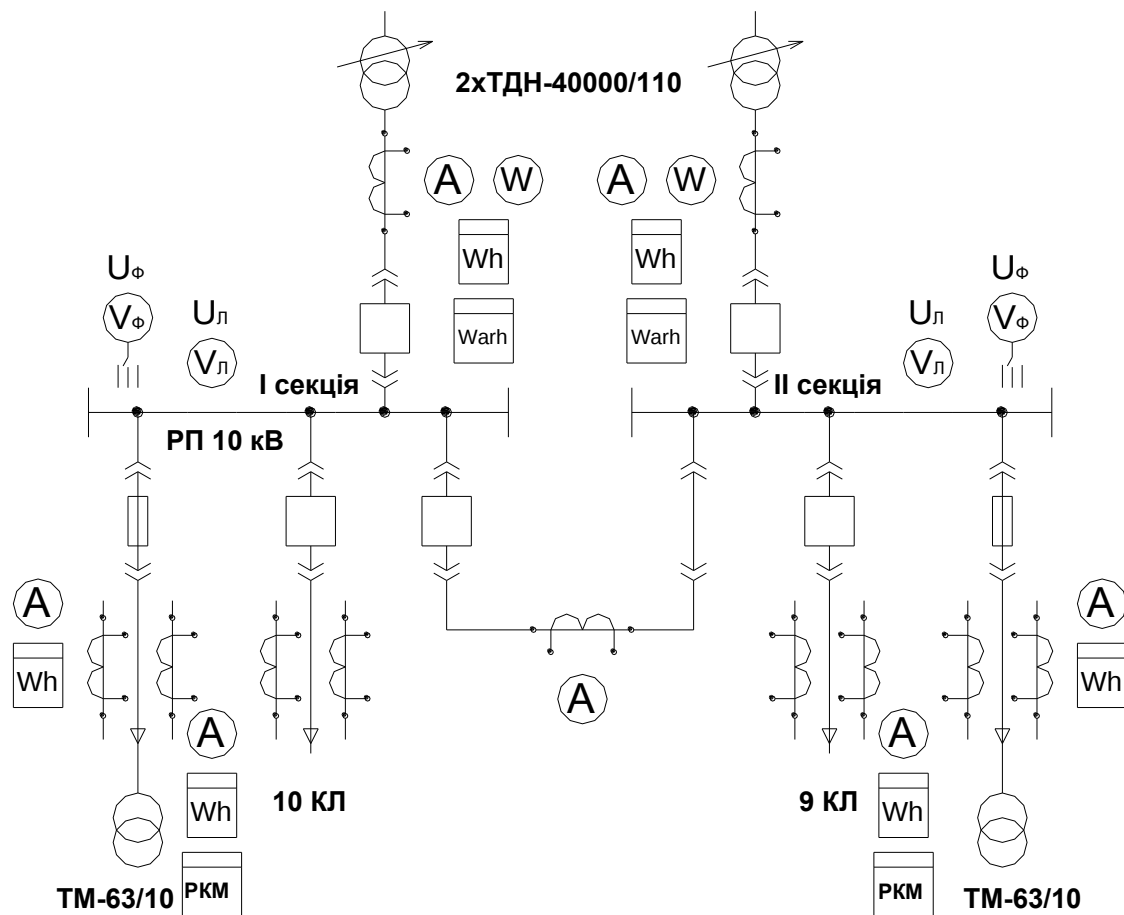


Рис. 10.16. Схема розподільного пристрою 10 кВ двотрансформаторної підстанції (до задачі 10.2).

Згідно (10.14) обчислимо сумарне навантаження:

$$S_{2p} = \sqrt{98^2 + 356,5^2} = 369,7 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Через те що на підстанції повинні використовуватися шафи комплектного розподільного пристрою внутрішньої установки (закритий розподільний пристрій), то приймаємо шафи К-ХХУІ з ТН Н0Л.08 та ЗН0Л.06.

Трансформатори напруги Н0Л.08 з'єднуються за схемою неповного трикутника і застосовуються для приєднання лічильників; ЗН0Л. 0,6 з'єднуються за схемою зірка - зірка - розімкнений трикутник і застосовуються для контролю стану ізоляції (вольтметр V_{ϕ}).

Вольтметр V_{ϕ} (рис. 10.16) в розрахунок навантаження не входить, оскільки

він працює епізодично.

Номінальне навантаження ЗНОЛ. 06 та НОЛ. 08 у класі точності 0,5 складає по 75 В·А. Отже, номінальне навантаження групи 2хНОЛ. 08 складає 150 В·А, а 3хЗНОЛ. 06 - 225 В·А. Для розрахункового навантаження $S_{2p}=369,7$ В·А потрібно $369,7:150=2,46$ групи 2хНОЛ.08.

Прийmemo дві групи із трансформаторів напруг 2хНОЛ. 08 з номінальним навантаженням $150 \times 2 = 300$ В·А. Решту навантаження $369,7 - 300 = 69,7$ В·А приєднаємо до ТН 3хЗНОЛ.06.

Оскільки навантаження 69,7 В·А розподіляється в основному за винятком вольтметра V_{ϕ} між двома фазами АВ та ВС, то номінальне навантаження одного ЗНОМ. 06 - 75 В·А значно більше ($69,7:2=34,85$ В·А) і тому він має резерв і працюватиме у класі точності 0,5.

Отже, на кожній секції збірних шин розподільного пристрою 10 кВ прийmemo одну шафу К - ХХУІ з двома групами трансформаторів напруги 2хНОМ. 0,8–10УХЛЗ та одну шафу з ТН 3хЗНОД. 06-10УЗ.

Для з'єднання трансформаторів напруг з приладами прийmemo контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил $2,5 \text{ мм}^2$ за умови механічної стійкості.

Розділ 11. КЕРУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ

11.1 Принципи керування електроустановками

Підвищення надійності роботи електричних станцій і підстанцій, підвищення якості електроенергії, покращення техніко–економічних показників роботи електростанцій, підвищення продуктивності праці на даний момент не можливо без упровадження пристроїв автоматики.

Пристрої автоматики можна поділити на дві групи:

- 1) пристрої станційної автоматики;
- 2) пристрої системної автоматики.

Основними пристроями автоматики, які запроваджені на електростанціях, є:

- 1) автоматика паливоприготування та паливоподачі;
- 2) автоматика приготування хімічної води;
- 3) автоматика ведення заданого режиму котла та турбіни;
- 4) автоматика пуску та зупинки агрегатів;
- 5) автоматична синхронізація генераторів;
- 6) автоматичне регулювання збудження синхронних машин;
- 7) автоматичне гасіння поля синхронних машин;
- 8) автоматичне увімкнення резерву;
- 9) автоматичне розподілення активного та реактивного навантаження між генераторами електростанції.

До системної автоматики відносяться:

- 1) автоматичне розподілення навантаження між електростанціями енергосистеми;
- 2) автоматичне регулювання частоти в системі ;
- 3) автоматичне регулювання напруги у вузлових точках системи;
- 4) автоматичне повторне включення (АПВ);
- 5) автоматичне розвантаження по частоті;

б) автоматичне включення резерву на підстанціях.

Завдання АСУ ТП (автоматизована система управління технологічними процесами):

- 1) контроль за ходом технологічного процесу;
- 2) стабілізація технологічних та електричних параметрів;
- 3) програмне управління (запуск та зупинка обладнання);
- 4) оптимізація режиму роботи;
- 5) захист від аварій;
- 6) оперативний зв'язок з верхнім рівнем управління;
- 7) ведення документації.

Основою АСУ ТП блоків є інформаційна система або інформаційний комплекс (ІК), який виконує функції централізованого контролю – збору, первинної обробки і відображення інформації про технологічні параметри процесу та про стан технологічного обладнання.

ІК (інформаційний комплекс) здійснює також сигналізацію стану параметрів технологічного процесу та реєстрацію параметрів технологічного процесу. В АСУ ТП блока проводиться розрахунок техніко-економічних показників за ходом технологічного процесу, готується інформація для вищих рівнів управління.

11.2 Дистанційне керування комутаційними апаратами

Засоби дистанційного управління комутаційними апаратами необхідні при проведенні оперативних переключень в нормальних режимах та при ліквідації аварійного стану.

Подача команди керування проводиться вручну оператором або від автоматичних пристроїв. Дія системи керування супроводжується роботою пристроїв сигналізації. Дистанційне керування вимикачем проводиться кнопочними або поворотними ключами.

Недоліком кнопочних ключів є відсутність мнемоничності (по положенню

кнопки неможливо судити про положення ключа) та трудність відображення їх положення на схемі щита керування. Ключі керування мають оперативні, сигнальні та аварійні контакти.

Оперативні контакти замикаються тільки на термін подачі команди. Ці контакти виконані з пружинним поверненням у вихідне положення.

Сигнальні контакти вмикаються у відповідні кола сигнальних пристроїв і мають два фіксованих положення: замкнуте та розімкнуте.

Аварійні контакти вводяться в коло сигналу аварійного відключення. Ці контакти на термін подачі команди на включення розмикаються, після чого повертаються у вихідне положення пружиною.

До систем дистанційного керування вимикачами пред'являються ряд вимог:

1) кола керування повинні допускати вимкнення вимикача як зі щита керування, так і за місцем його установки;

2) на щитку управління і в розподільній установці повинна бути передбачена сигналізація положення вимикача;

3) кола керування (увімкнення та вимкнення) повинна мати контрольні пристрої, що дають сигнал при розриві цих кіл;

4) керуючий імпульс повинен зніматися з виконавчого елемента після виконання команди, так як обмотки електромагнітів не передбачені для довгочасного обтікання струмом;

5) схема управління повинна передбачати блокування від “скачків”, виключаючи можливість при коротких замиканнях багаторазових вмикань вимикача при одному командному імпульсі;

6) схема повинна передбачати можливість не тільки ручного керування, але і подачі відповідного імпульсу від пристроїв релейного захисту та автоматики;

7) кількість жил контрольного кабелю, який з'єднує пристрої щитка керування і вимикача, повинна бути мінімальною.

При використанні соленоїдних чи електродвигунних приводів необхідно

Електромагніт вмикання виконує наступні функції: 1 - переміщує контактну систему вимикача; 2 - зводить пружини вимикання .

Враховуючи це, електромагніт вмикання повинен розвивати великі зусилля. Такі електромагніти споживають великий струм. Їх живлення здійснюється від джерела живлення через спеціальні шини живлення приводу (ШП).

Електромагніт вимикання призначений для звільнення зачіпки приводу. Після чого вимикач вимикається від дії пружини вимикання. Для такої операції від електромагніту великих зусиль не потрібно, тому він споживає невеликий струм і виконується компактним. Живиться електромагніт вимикання від шинок керування через контакти ключа або реле керування.

Робота схеми на вмикання.

Команди на вмикання вимикача подаються ключем керування ПМОВФ. Причому подача команди здійснюється в два етапи: 1 - попередня команда, 2 - основна команда. З положення рукоятки “вимкнено” в положення “попередньо увімкнуто” (це попередня команда) та з положення “попередньо увімкнуто” в положення “увімкнуто” (основна команда).

Виконання команди в два етапи знімає ймовірність помилкових дій персоналу.

Після подачі команди та звільнення рукоятки ключа, рукоятка під дією механізму повернення переходить в положення «увімкнуто».

При подачі команди “увімкнуто” створюється коло: + ШУ; контакти 9-12 ключа керування; замкнуті контакти вимикача 3.SQT; обмотки проміжного контактора 5. КМ; – ШУ.

По обмотці проміжного контактора 5.КМ протікає струм, в результаті чого контакти 8.КМ-1 і 8.КМ- 2 замикають коло живлення електромагніту вмикання.

7 УАС і вимикач вмикається. Аналогічно проходить вмикання вимикача при дії пристроїв автоматики.

Робота схеми на вимикання.

Команда на вимикання виконується при допомозі ключа також в два етапи:

з положення “увімкнено” в положення “попередньо вимкнено” (попередня команда) та з положення “попередньо вимкнено” в положення “вимкнути” (основна команда).

Після команди “вимкнути” рукоятка ключа повертається в положення “вимкнено”.

При подачі команди “вимкнути” створюється коло: + ШУ; контакти 10-11 ключа керування; допоміжний контакт вимикача 4SQС (який замкнувся при вмиканні вимикача); обмотка електромагніту вмикання 6.YAT; - ШУ.

Осердя електромагніту вмикання YAT втягується, звільнює защіпку приводу і вимикач вимикається.

Функції допоміжних контактів SQT і SQC.

Обмотки електромагнітів вмикання та вимикання розраховані на короткочасне проходження струму. Короткочасність командного імпульсу забезпечується допоміжними контактами SQT і SQC. Ці контакти введені в коло керування та зв’язані з валом приводу вимикача. Вони розмикають коло керування після вмикання (SQT) або вимикання (SQC) вимикача, а також забезпечують безструмове розмикання контактів ключа керування або реле після виконання команди керування.

Ці контакти не розраховані на розрив струму обмоток електромагнітів вмикання та вимикання YAC і YAT.

Схема керування вимикачем з електромагнітним приводом та малогабаритних ключів типу МКВ (рис.11.2).

З принципу дії ключ керування МКВ аналогічний ключеві ПМОВ. Застосування малогабаритних ключів дає:

- 1) зменшення габаритів пультів керування;
- 2) незначні струми в колі контактів ключа і обмоток реле дає можливість використовувати в колі керування з’єднуючий контактний кабель меншого перерізу.

За допомогою цих контактів реле (рис.11.2) замикаються кола вмикання та вимикання, так як контакти ключа МКВ не розраховані на переключення кіл

керування.

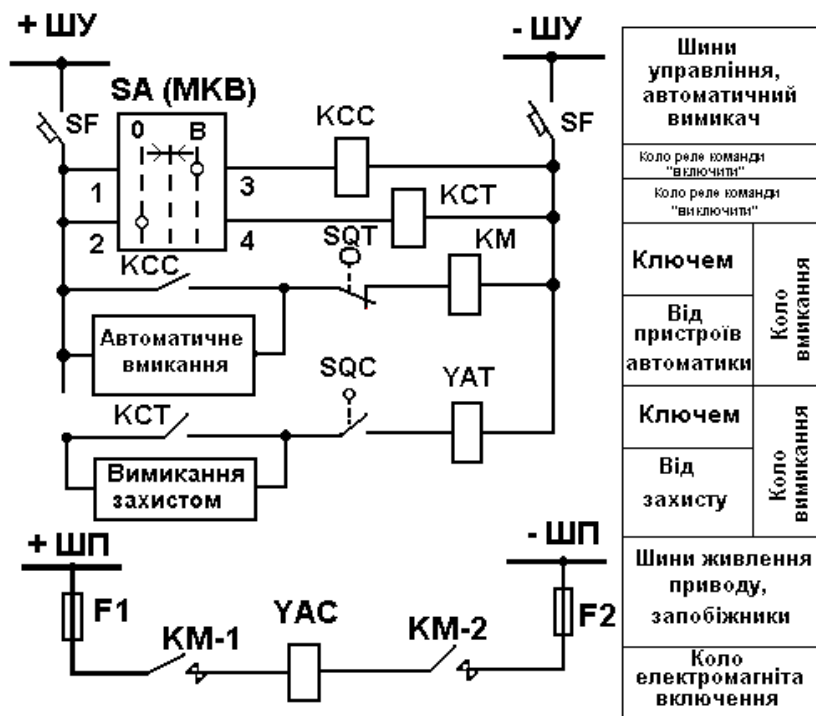


Рис. 11.2. Схема управління вимикачем з електромагнітним приводом та ключем МКВ: КСС – контакти реле та реле команди “увімкнути”; КСТ – контакти реле та реле команди “вимкнено”.

Команди на вмикання здійснюється поворотом рукоятки ключа в положення “включити”, при цьому замикається коло живлення обмотки КСС: + ШУ; контакти ключа 1-3; обмотка реле КСС; - ШУ.

Реле замикає свої контакти в колі обмотки проміжного контактора КМ. По проміжному контактору КМ протікає струм і замикаються контакти КМ – 1 і КМ – 2 в колі електромагніта вмикання УАС і вимикач вмикається.

При вимиканні вимикача.

Поворотом ключа управління подається команда “вимкнути”, при цьому утворюється коло живлення обмотки реле КСТ.

Контакти КСТ замикають коло УАТ, що призводить до вимикання вимикача.

Після подачі команди на вимикання рукоятка ключа повертається в нейтральне положення.

У схемі є можливість подати імпульс від пристрою автоматики і релейного

захисту.

Дистанційне керування повітряними вимикачами.

Схеми керування повітряними вимикачами різноманітні. Це обумовлено:

1) різними типами вимикачів; 2) особливостями приводів; 3) специфічними вимогами енергосистеми.

Вимикачі на номінальну напругу 110кВ і вище виготовляються у вигляді однополюсних апаратів, з яких створюють трифазні групи.

Кожний полюс вимикача має окрему пневматичну систему, яка дає можливість при необхідності виконувати пофазне вмикання та вимикання вимикача.

У зв'язку з цим існують схеми трифазного (рис.11.3) та пофазного керування.

Кожний полюс керується своїми електромагнітами вмикання і вимикання YAC та YAT. Обмотки електромагнітів вмикання YAC і вимикання YAT усіх фаз з'єднані паралельно. Тому обмотки всіх фаз одержують живлення одночасно при подачі команди “увімкнути”. Це дає можливість одночасного вмикання трьох фаз вимикача.

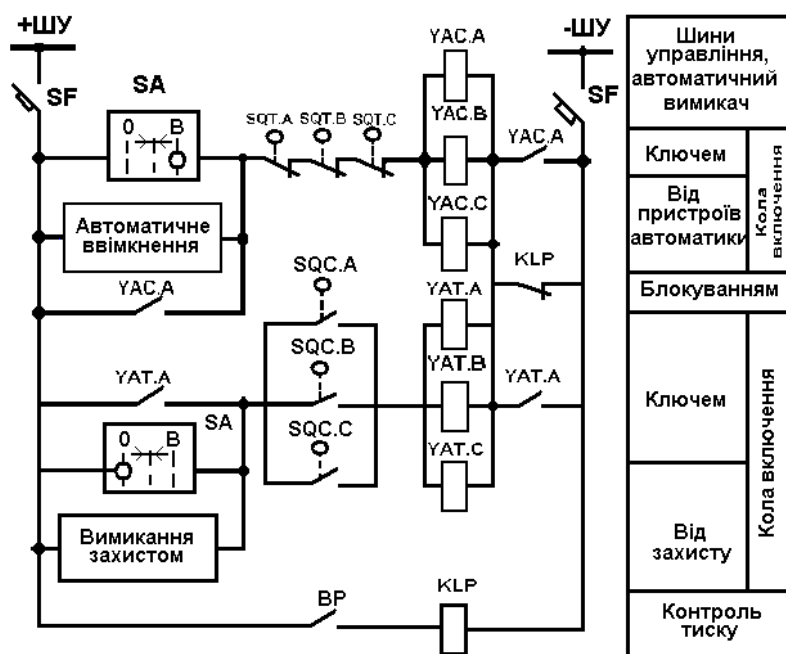


Рис.11.3. Схема дистанційного трифазного управління повітряним вимикачем.

Допоміжні контакти SQT.A; SQT.B; SQT.C трьох фаз вимикача в колі вмикання з'єднуються послідовно. Це не допускає вмикання несправного вимикача (у справного вимикача допоміжні контакти окремих фаз знаходяться в однаковому положенні).

У колі вимикання допоміжні контакти трьох фаз вимикача з'єднуються паралельно. Таке з'єднання забезпечує проходження команди на вимикання вимикача навіть при відмові допоміжних контактів однієї або двох фаз.

У колі контролю тиску при допомозі електроконтактного манометру ВР контролюється тиск повітря в резервуарі, так як вмикання та вимикання вимикача допускається тільки при певному тиску повітря в резервуарі.

При зниженні тиску нижче допустимого електроконтактний манометр ВР замикається своїми контактами і подає напругу на обмотку проміжного реле KLP.

Реле падіння тиску KLP розмикає свої контакти в колі керування та забороняє операції з вимикачем.

На початку процесу вмикання або вимикання тиск повітря в резервуарі вимикача частково знижується, порівнюючи з нормальним.

Для того щоб реле KLP при цьому не зупиняло операцію вмикання чи вимикання, його контакти шунтуються допоміжними контактами електромагніта однієї фази (при вмиканні – контактом YAC.A; при вимиканні контактом YAT.A).

При подачі ключем керування короткочасного імпульсу, якого не достатньо для завершення операції, може виникнути пошкодження вимикача.

Для надійного завершення розпочатої операції контакти ключа керування шунтуються одним із замикаючих допоміжних контактів YAC.A або YAT.A.

Схема керування передбачає можливість подачі імпульсу керування від пристроїв автоматики та захисту.

11.3 Блокування роз'єднувачів

На електричних станціях і підстанціях застосовують блокування безпеки та

оперативні блокування. Блокування безпеки попереджає обслуговуючий персонал при вході в камери РП при наявності напруги. Двері чи сітчасті огорожі блокуються електричними замками, які допускають відкриття тільки при знятті напруги. Оперативне блокування служить для попередження невірних операцій роз'єднувачами, щоб виключити вимикання роз'єднувача під навантаженням.

Для цього роз'єднувачі блокуються з відповідними вимикачами.

Оперативне блокування буває:

- 1) механічне;
- 2) електричне.

Механічне блокування широко застосовують для робочих та заземлювальних ножів роз'єднувачів.

Привод роз'єднувача виконаний так, що виключається одночасне вмикання робочих та заземлювальних ножів.

Механічне блокування також широко застосовується для роз'єднувачів в колах, які приєднані до однієї системи шин ЗРП.

У цьому випадку блокування, здійснюється механічним зв'язком приводів вимикача і роз'єднувача, при якому роз'єднувач можна вимкнути тільки при вимкнутому вимикачі.

Принципова схема механічного замкового блокування роз'єднувачів з однією системою збірних шин (рис.11.4).

Кожний роз'єднувач і вимикач має свій запірний замок. Він складається із корпусу 3 і рухомого стержня 1. Стержень входить в стопорний отвір приводу 2 блокуючого апарата. На другому кінці рухомого стержня, який знаходиться в середині корпусу, є спеціальні виступи для переносного ключа 4.

Ключ може бути вставлений в замок або витягнутий з нього тільки в кінцевих положеннях приводу, коли фіксуючий стержень входить в передбачений для нього отвір.

Для уникнення помилок ключ і замок виконуються з певним секретом.

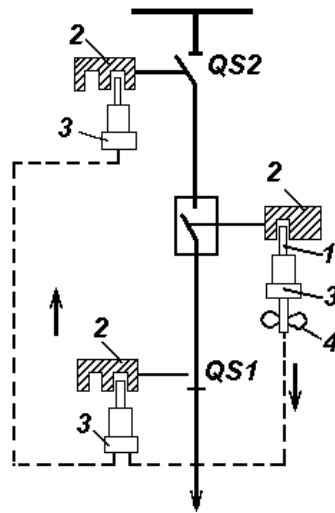


Рис.11.4. Принципова схема механічного замкового блокування.

Робота схеми блокування.

Нормально ключ знаходиться в замку вимикача. Витягти його можна тільки у вимкненому положенні вимикача.

При витягненні ключа фіксуючий рухомий стержень замка запирає привод вимикача у вимкненому стані. Після цього витягнутим ключем відкривають замок лінійного роз'єднувача:

- 1) вставляють ключ в отвір корпусу;
- 2) зачіплюють рухомий стержень;
- 3) витягують стержень поворотом ключа;
- 4) відключають лінійний роз'єднувач QS1;
- 5) після відключення роз'єднувача запирають замком в новому положенні;
- 6) ключ звільняють;
- 7) аналогічно проводять операції із шинним роз'єднувачем QS2.

Для вмикання електричного кола всі дії проводять в зворотньому порядку.

Механічне блокування застосовують в схемах з малою кількістю приєднань (до 10 приєднань).

Електромагнітне блокування роз'єднувачів з використанням електромагнітних замків.

Принципова схема електромагнітного блокування роз'єднувачів (рис.11.5).

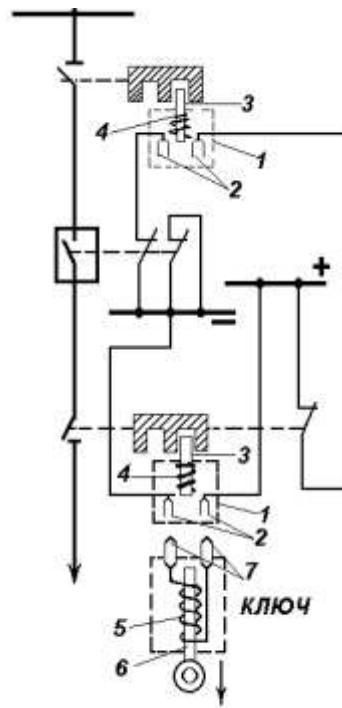


Рис. 11.5. Принципова схема блокування роз'єднувачів.

Замок складається з пластмасового корпуса 1, в якому розташовані контактні гнізда 2 та запірний стержень 3 з пружиною 4. Замок монтують так, щоб стержень 3 фіксував положення приводу. Переносний ключ складається з котушки 5, в середині якої розташоване рухоме осердя 6. Виводи котушки приєднуються до штирів 7.

Якщо вимикання роз'єднувача дозволено (при вимкненому вимикачі), то до гнізд 2 підводиться напруга від джерела оперативного струму. Ключ вставляється штирями в гнізда замка. По котушці протікає струм і осердя намагнічується.

Запірний стержень замка доторкується до намагніченого осердя ключа. За допомогою кільця витягують осердя і разом з ним витягують стержень замка з блокуючого гнізда – замок відмикається.

Недоліки електромагнітного блокування:

- 1) відсутність наочності;
- 2) необхідність прокладки контрольних кабелів;
- 3) велика вартість.

11.4 Контроль, вимірювання і сигналізація на трансформаторних підстанціях

У колах генераторів, трансформаторів, ліній необхідно встановлювати такі контрольно–вимірювальні прилади і в такій необхідній кількості, щоб забезпечити:

- 1) нормальне ведення режиму роботи електропристрою;
- 2) забезпечити контроль за станом основного обладнання.

Амперметри встановлюються у всіх електричних колах. У колах з рівномірним навантаженням встановлюються амперметри в одній фазі. В колах генераторів, повітряних ліній, в колах з нерівномірним навантаженням або чотири провідних мережах амперметри встановлюють у всіх фазах.

Для контролю якості електроенергії використовуються вольтметри і частотоміри. Ці прилади встановлюють на збірних шинах.

Для контролю за роботою генераторів щодо графіка та обліку розподілення потоків потужності з основних елементів електропристрою використовуються ватметри активної і реактивної потужності. Такі прилади встановлюються на генераторах, трансформаторах і лініях зв'язку.

На основних відгалуженнях власних потреб встановлюються ватметри активної потужності. Для обліку виробітку та розподілення електричної енергії використовуються лічильники активної та реактивної енергії.

Реєструючи ватметри встановлюють в колах генератора. На шинах станцій встановлюються реєструючі вольтметри і частотомір.

Для контролю ізоляції в системі з малими струмами замикання на землю на збірних шинах передбачається комплект із трьох вольтметрів.

Вище вказані прилади приєднуються до відповідних вимірювальних трансформаторів. При цьому застосовують роздільне живлення обмоток контрольно – вимірювальних приладів, релейного захисту і автоматики.

Сигналізація.

Для полегшення роботи чергового персоналу та контролю стану

обладнання на щитах керування (ЩК) електричних станцій встановлюються сигнальні пристрої.

Ці пристрої використовують для:

- 1) сигналізації положення;
- 2) аварійної сигналізації;
- 3) сигналізації застереження;
- 4) командної сигналізації.

Сигналізація положення показує увімкнутий чи вимкнений стан комунікаційних апаратів: вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, автоматичних вимикачів. Частіше всього сигналізація положення виконується лампами різного кольору.

Для оперативних роз'єднувачів застосовують спеціальні сигнальні прилади типу ПС, які внесені в мнемонічну схему щита керування.

Для аварійної сигналізації використовують гудок, який сповіщає персонал про аварійне вимкнення вимикача.

Залежно від кількості вимикачів та призначення пристрою, схеми аварійної сигналізації виконуються з місцевим та центральним зняттям звукового сигналу. Сигнал, як правило, знімають вручну. Світловий аварійний сигнал вимикача, що вимкнувся, знімається ключем керування після запису всіх даних для внесення причин аварії.

Схеми з центральним зняттям звукового сигналу виконуються без повторностей і з повторністю дій.

Сигналізація застереження сповіщає персонал про ненормальні режими, які можуть призвести до аварії, якщо їх не ліквідувати. Для такої сигналізації використовують дзвінки або сирена тону, який відрізняється від аварійної сигналізації.

За індивідуальними світловими сигналами, що мають відповідні підписи, визначають вид та місце порушення нормального режиму. Схеми сигналізації застереження подібні до схем аварійних сигналізацій.

Деякі сигнали застереження виконуються з витримкою часу, для цього в

індивідуальних колах такої сигналізації встановлюють реле часу. Витримка часу застосовується для сигналів перевантаження, захисту від замикання на землю і т.д.

Командна сигналізація забезпечує зв'язок між черговими головного щита керування та машинного залу для взаємної передачі основних розпоряджень.

На головному щиту та у кожного агрегату встановлюються командоапарати, які мають звуковий сигнал, світові табло з підписами основних команд, кнопки для подачі та зйому сигналу.

Щити керування.

Пристрої дистанційного керування і сигналізації, вимірювальні прилади, апарати релейного захисту, автоматики електростанцій та підстанцій розташовуються на щитах керування (ЩК) і диспетчерських пунктах.

На електричних станціях є місцеві та головні щити керування (ГЩК). На ГЩК розміщені прилади та пристрої керування і контролю за роботою генераторів, силових трансформаторів, трансформаторів власних потреб, ліній електропередачі. На ГЩК розташований розподільний щит постійного струму. Головний щит керування складається з окремих панелей та пультів. На ТЕС (теплові електричні станції) головний щит керування розташований поблизу машинного залу та РП.

Місцеві щити керування розподіляються на:

- 1) індивідуальні – для обслуговування окремих електродвигунів;
- 2) агрегатні – для керування окремими агрегатами котлів, турбоагрегатів;
- 3) групові – для обслуговування декількох агрегатів однакового призначення;
- 4) блочні – для контролю та керування різними агрегатами окремих технологічних блоків;
- 5) цехові – для керування обладнанням всього цеху.

Місцеві щити керування виконуються на таких же панелях, як і ГЩК.

Зв'язок між елементами вторинних електричних кіл виконуються за допомогою спеціальних проводів та кабелів. Вони називаються контрольними кабелями та проводами, які разом з приладами та апаратами складають схеми

вторинних кіл.

11.5 Джерела живлення допоміжних кіл

Для живлення приладів та апаратів керування і сигналізації, захисту та автоматики, телемеханіки та зв'язку, регулювання та блокування, аварійного освітлення застосовують оперативний струм. В якості оперативного струму використовують постійний, випрямлений та змінний струм напругою 24,48,100,110,220 В. Постійний струм застосовують і в якості оперативного на електричних станціях та підстанціях 220 кВ та вище.

На інших електростанціях використовують випрямлений та змінний оперативний струм.

Джерела оперативного змінного та випрямленого струму.

Впровадження в пристроях змінного та випрямленого оперативного струму дає можливість відмовитися від акумуляторних батарей, зменшити розгалуженість оперативних кіл. Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях з підвищеною напругою $35 \div 220$ кВ без вимикачів високої напруги.

На підстанціях з оперативним постійним струмом змінний оперативний струм застосовують на панелях щитів власних потреб, компресорних, насосних.

Змінний оперативний струм застосовується на ТЕС та АЕС в системі власних потреб 0,4 кВ, крім:

- 1) кіл керування автоматичних вимикачів на вводах робочого та резервного живлення;
- 2) в схемах керування роз'єднувачами;
- 3) на місцевих щитах керування.

Випрямлений оперативний струм застосовують на підстанціях 110 кВ з одним – двома вимикачами високої напруги та на підстанціях 35 кВ з вимикачами високої напруги.

На ТЕС та АЕС випрямлений струм застосовується для:

- 1) керування автоматичними вимикачами вводу 0,4 кВ РП власних потреб

віддалених від головного корпусу;

- 2) для блокування роз'єднувачів;
- 3) технологічної сигналізації на блочних, групових та резервних ЩК.

Джерелами оперативного змінного струму є трансформатори струму, трансформатори напруги, трансформатори власних потреб.

Трансформатори струму та трансформатори напруги використовують, як індивідуальні джерела оперативного струму для даного приєднання. Вони не зв'язані з колами керування інших приєднань. Це забезпечує:

- 1) високу надійність;
- 2) зменшує протяжність вторинних кіл.

Трансформатори напруги використовують для живлення:

- 1) зарядних пристроїв;
- 2) блоків живлення;
- 3) для релейного захисту від однофазного замикання на землю.

Трансформатори напруги не можуть бути джерелом оперативного змінного струму для захисту від к.з., оскільки при к.з. різко знижується напруга.

У трансформатора струму при проходженні струму к.з. вторинний струм його забезпечує надійне відключення вимикача. Тому для захисту від к.з. найбільш надійним джерелом оперативного струму є трансформатори струму.

Трансформатори власних потреб, як джерело оперативного змінного струму, використовують силову мережу вторинної напруги власних потреб (фазна напруга 220 В).

Для забезпечення надійності в схемах живлення оперативним змінним струмом виконується резервування від різних джерел.

Пристрої випрямленого оперативного струму.

Випрямлений оперативний струм дає можливість застосовувати більш надійні схеми та апаратуру постійного струму і приводи з більш простою кінематикою.

Для одержання випрямленого струму (напруги) застосовують:

1) зарядні пристрої, енергія яких служить для живлення різних апаратів навіть при зникненні напруги на об'єкті;

2) блоки живлення, які включені на трансформатори струму, трансформатори напруги та трансформатори власних потреб для живлення вторинних кіл.

У пристроях, які обладнані вимикачами з електромагнітними приводами, потрібні джерела оперативного струму значної потужності. Тому в цих пристроях приходиться мати достатньо потужні джерела постійного або випрямленого струму. В якості яких можуть бути використані акумуляторні батареї, а в пристроях зі змінним оперативним струмом – перетворюючі пристрої з випрямлювачами.

Для вимикачів з пружинним приводом для керування використовуються зарядні пристрої.

Принцип їх дії полягає в тому, що при нормальному режимі роботи через випрямляючий пристрій заражаються конденсатори (до 40 В), а в момент вимкнення чи увімкнення відповідний конденсатор заражається на керуючий електромагніт.

Ємність конденсатора і напруга на його пластинах підбирається так, щоб енергія, яка запасасться в конденсаторі $CU^2/2$ перевищувала енергію спрацювання керуючого електромагніту. Термін першого імпульсу розряду повинен перевищувати термін спрацювання електромагніта.

Зарядні конденсатори використовують для живлення котушок вимкнення вимикачів, відокремлювачів та інших апаратів, що потребують невелику потужність (200 Вт), застосовують в схемах автоматичного повторного включення (АПВ), для захисту мінімальної напруги. Переваги цих джерел живлення є невеликі розміри, малий термін заряду, незначна потужність споживання і не дорогі.

У порівнянні з акумуляторами джерела змінного та випрямленого струму не є автономними, так як їх робота можлива тільки при наявності напруги в мережі. Тому до схем живлення пред'являються особі вимоги, що направлені

на підвищення надійності їх роботи.

Основна задача експлуатації конденсаторних джерел це те, щоб вони постійно знаходилися в зарядному стані і були готові забезпечити роботу котушок відключень, реле та інших приладів. Для цього необхідно підтримувати в належному стані ізоляцію конденсаторів, кіл живлення та інших елементів.

Особливо небезпечна для конденсаторних джерел втрата живлення зі сторони змінного струму, так як проходить швидкий розряд: за 1,5 хв. заряд конденсаторів настільки знижується, що вони вже не в змозі забезпечити живлення оперативних кіл вимкнення вимикачів.

І в той же час заряд на конденсаторах може залишатися декілька годин. Тому при любых роботах в колах заряджених конденсаторів для безпеки необхідно не тільки відділити конденсатори від зарядного пристрою, але і розрядити їх, шунтуючи опором 500-1000 Ом. Комбіноване живлення оперативних кіл від блоків живлення, зарядних пристроїв та випрямлячів забезпечує високу надійність роботи схем релейного захисту, автоматики, керування, сигналізації та блокування.

Споживачі енергії постійного струму.

Споживачі енергії, які отримують живлення від акумуляторної батареї, можна поділити на три групи:

- 1) постійно увімкнуте навантаження;
- 2) тимчасове навантаження;
- 3) короткочасне навантаження.

До постійно увімкнутого навантаження відносяться апарати пристроїв керування, блокіровки, сигналізації та релейного захисту, аварійне освітлення, що увімкнуте постійно.

До тимчасового навантаження відносять струм навантаження аварійного освітлення і електродвигунів постійного струму. Термін цього навантаження визначається терміном аварії(0,5÷1 година).

До короткочасного навантаження відносять струм терміном не більше 5с.

Таке навантаження створюється струмом увімкнення і вимкнення приводів вимикачів та автоматів, пусковим струмом електродвигунів, струмами навантаження апаратів керування, блокування, сигналізації та релейного захисту.

В якості джерел оперативного постійного струму використовують стаціонарні кислотні акумуляторні батареї (АБ), переносні кислотні та лужні акумулятори.

АБ є надійними джерелами оперативного струму, так як вони забезпечують незалежне живлення оперативних кіл при відсутності напруги змінного струму в аварійних випадках, тобто в найбільш відповідальних моментах роботи об'єкта забезпечується протягом $0,5 \div 1,0$ годин дії релейного захисту, автоматики, телемеханіки.

Стаціонарні акумуляторні батареї складають з окремих акумуляторів, з'єднаних послідовно за допомогою з'єднувальних свинцевих пластин. Акумулятор характеризується ємністю, е.д.с., зарядним та розрядним струмами.

На електричних станціях та підстанціях переважно застосовують акумуляторні батареї 220В, зібрані з акумуляторів стаціонарних (С) і для короткочасних режимів розряду (СК).

Стаціонарні акумулятори призначені для розрядів терміном від 3 до 10 годин і більше. Акумулятори СК допускають розряд протягом 1-2 години. Тому в акумуляторах СК застосовують посилені з'єднувальні полоси між пластинами, які розраховані на велику силу струму.

На ТЕС з поперечними зв'язками в тепловій частині потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея, а при потужності більше 200 МВт дві акумуляторні батареї однакової потужності.

Вони разом повинні забезпечити:

- живлення маслонасосів змащування турбін;
- водного ущільнення всіх агрегатів електростанцій;
- перетворювального агрегату зв'язку;
- аварійного освітлення.

На блочних ТЕС на кожному БЩК встановлюється одна батарея для енергоблоків 300 МВт і вище - одна батарея на кожний енергоблок.

На ГЕС потужністю 1000 МВт встановлюється одна, а при потужності більше 1000 МВт – дві акумуляторних батареї в головному корпусі.

На АЕС для кожного реакторного блоку встановлюються акумуляторні батареї.

Для пристроїв керування, автоматики, релейного захисту поза головного корпусу встановлюється одна акумуляторна батарея для ВРУ 110, 220 кВ, дві для ВРП 330 кВ і вище.

На підстанціях 110-330 кВ з постійним оперативним струмом встановлюється одна акумуляторна батарея 220 В, на підстанції 500÷750 кВ – дві акумуляторні батареї 220 В без елементного комутатора.

Розділ 12. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЯХ

12.1 Способи регулювання напруги в розподільній мережі

Електрична енергія повинна мати такі показники якості, які визначають надійність і економічність їх роботи. напруга істотно впливає на втрати потужності, енергії і пропускну спроможність мережі і є одним з найважливіших показників, що визначають ці параметри, тому оптимізація рівнів робочої напруги забезпечує ефективну роботу всієї системи електроспоживання, як електричної мережі так і електроприймачів.

Для оптимізації рівнів робочої напруги необхідно забезпечити електричну мережу регулюючими і компенсуючими пристроями: ця група заходів включає заміну трансформаторів з ПБВ (перемикачі без збудження) на трансформатори з РПН (регулювання напруги під навантаженням), встановлення додаткових послідовних регулювальних трансформаторів.

Якщо не враховувати статичних характеристик навантаження, хвильового характеру і розподіл параметрів ліній, а також впливу на активний опір теплового ефекту навантаження, то з підвищенням напруги втрати потужності в опорах мережі знижуються, а в провідності збільшуються пропорційно квадрату напруги.

Кількісна зміна втрат навантажень потужності при відхиленнях напруги від номінального можна оцінити залежністю:

$$\Delta P_{\kappa} \% = 1 - 1 / \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100} \right)^2, \quad (12.1)$$

а втрат неробочого ходу

$$\Delta P_x \% = \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100} \right)^2 - 1. \quad (12.2)$$

Тут знак " + " відповідає збільшенню, а " - " зменшенню рівня напруги в порівнянні з номінальним.

ПУЕ допускають перевищення робочої напруги мережі понад номінальний

на 20% в мережах до 20 кВ включно, 15% - в мережах 35-110 кВ, тобто в мережах до 110 кВ включно існують технічні можливості використання ефекту зниження втрат електричної енергії за рахунок підвищення робочого рівня напруги.

Втрати неробочого ходу в трансформаторах залежать від напруги, що підводиться до їх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі, тому їх можна утримувати на постійному рівні.

При підвищенні робочої напруги можуть декілька зрости втрати на корону в повітряних лініях. Проте втрати на корону в лініях 35-110 кВ незначні. Вони складають помітну величину лише в лініях 220 кВ і вище. Але в цих лініях допустимі перенапруження ізоляції незначні і ефект від підвищення робочої напруги в них практично не може бути використаний для цілей зниження втрат навантажень.

Таким чином, підтримка робочої напруги в мережі на гранично допустимому вищому рівні забезпечує вищу якість напруги і зниження втрат енергії.

Для підтримки робочої напруги в лініях на високому рівні необхідно мати в своєму розпорядженні достатній арсенал регулюючих пристроїв і забезпечити позитивний баланс реактивної потужності в основних вузлах мережі. З точки зору забезпечення вимог до якості напруги у споживачів на вторинних шинах знижувальних трансформаторів необхідно добитися рівня напруги $(1,05 \dots 1,1) \cdot U_n$ для режимів максимальних і номінального - для режимів мінімальних навантажень.

Основними чинниками, що визначають якість показників напруги в системі електропостачання, є: дотримування балансу реактивної потужності у вузлі навантажень, способи і режим регулювання напруги в центрі живлення, способи і засоби локального регулювання напруги, наявність однофазних навантажень і їх розподіл по фазах, наявність ударних навантажень і заходів по зниженню і локалізації їх впливу тощо.

Згідно [4] відхилення напруги визначається різницею між фактичним U і

номінальним U_n значенням напруги:

$$\delta U_y = \left[\frac{(U_y - U_{ном})}{U_{ном}} \right] \cdot 100 \% \quad (12.3)$$

де δU_y - усталене відхилення напруги, тобто зміна напруги в мережі, що проходить повільно і викликана плавною зміною навантаження;

U_y , $U_{ном}$ – діючі значення усередненої за 1 хв. фактичної та номінальної напруги в кВ або В.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δU_y на виводах електроприймачів дорівнюють відповідно $\pm 5\%$ і $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі.

Оцінка відхилень напруги у будь якій точці діючої електричної мережі здійснюється за допомогою приладів та систем. При цьому щохвилини за вимірювальний період (24 години) вимірюється величина U_y і обчислюється, будується гістограма усталених відхилень напруги та оцінюється дві величини δU_y : одна $\delta U_{y0,95}$ з інтегральною ймовірністю 0,95, друга $\delta U_{y1,0}$ – з ймовірністю 1,0; загальна тривалість вимірювань усталених відхилень напруги, як і усіх показників якості, складає 7 діб.

Якість електроенергії по δU_y вважають відповідну стандарту, якщо виконуються умови:

$$\delta U_{y0,95} \leq \delta U_{y н.доп.} = \pm 5\%; \quad \delta U_{y1,0} \leq \delta U_{y м.доп.} = \pm 10\%. \quad (12.4)$$

При відсутності спеціалізованих засобів допускається тимчасово вимірювати δU_y за допомогою вольтметрів протягом 1 години при максимумі та 1 години при мінімумі навантаження енергосистеми (протягом години не менш 20 показів), визначаючи середнє за годину значення $U_{y.c.}$

Відхилення напруги розраховуються для режиму максимального електричного навантаження об'єкта при нормальній схемі електропостачання у період максимуму електричного навантаження живлячої енергосистеми, а також для мінімального режиму електричного навантаження як об'єкта, так і енергосистеми. Розрахунки здійснюють для нормального і після аварійного

режимів роботи системи електропостачання.

Слід враховувати, що електричні мережі багатьох об'єктів, в основному, розімкнені з декількома ступенями трансформації. Відхилення напруги δU_X у будь якій точці X мережі в момент часу t визначається за формулою:

$$\delta U_{X.} = \delta U_{Y.ЦЖ} + \sum_{l=1}^{l=m} E_l - \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_i, \quad (12.5)$$

де $\delta U_{Y.ЦЖ}$ – стале відхилення напруги в центрі живлення (ЦЖ);

$\sum_{l=1}^{l=m} E_l$ - алгебраїчна сума всіх «доданків» напруги, утворених регулюючими

пристроями;

$\sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_i$ - арифметична сума втрат напруги на всіх ділянках розглянутої

мережі;

m - кількість регулюючих пристроїв;

n – кількість ділянок мережі.

Величини E_i можуть бути додатними E_{i+} та від'ємними E_{i-} .

Втрати напруги на ділянках електричної мережі повинні бути такими, щоб з урахуванням «доданків» напруги від'ємні відхилення напруги δU_{y-} в режимі максимальних навантажень на виводах найбільш віддалених електроприймачів та додатні відхилення напруги δU_{+} в режимі мінімальних навантажень на затискачах електроприймачів найбільш близьких до ЦЖ, не виходили за регламентовані межі. Виходячи з цієї умови, при виборі перерізів проводів та кабелів рекомендуються наступні граничні значення втрати напруги: (5-6)% - в електричних мережах напругою до 1000 В; (6...8)% - напругою вище 1000 В.

Показники якості електроенергії, які визначають режими напруги в системах електропостачання, залежать від багатьох факторів і змінюються як у часі, так і в просторі, що створює певні труднощі при їх розрахунку і аналізі. Основними факторами, які мають вплив на режим напруги, є вид і характер електричних навантажень. Спокійне, порівняно незмінне в часі навантаження пов'язане із зміною тільки відхилень напруги. Навантаження з періодичною і циклічною зміною викликають коливання напруги. Нелінійні навантаження є

джерелами вищих гармонік, які викривляють синусоїдальну форму кривої напруги.

В залежності від виду і характеру електричних навантажень, мети розрахунку використовуються відповідні моделі і методи розрахунку показників якості електроенергії. Тут можуть бути використанні як детерміновані моделі і методи розрахунку так і імовірнісні, засновані на використанні положень теорії ймовірності і математичної статистики, а також методи, призначені для розрахунку в умовах нечіткості і невизначеності інформації.

Режим напруги мережі в значній мірі залежить від умов регулювання напруги в ЦЖ, які в свою чергу визначаються складом і характером споживачів електроенергії. З цієї точки зору розрізняють електричні мережі з *однорідним* та *неоднорідним* навантаженням.

До мереж з однорідним навантаженням відносяться такі мережі, у яких до ЦЖ підключаються споживачі з приблизно однаковими формами графіків навантажень, тобто ті, у яких періоди максимальних і мінімальних навантажень співпадають. Це дає змогу при аналізі режиму напруги розглядати тільки два періоди – *максимальних* і *мінімальних* навантажень.

До мереж з неоднорідним навантаженням відносяться такі мережі, у яких графіки навантажень окремих ліній або споживачів суттєво відрізняються. В даному випадку аналіз режиму напруги і її регулювання ускладнюється і, як правило, вимагає застосування додаткових, локальних засобів регулювання напруги. При розрахунках і оптимізації режимів напруги в мережах з різнорідним навантаженням більш ефективними можуть бути методи, в основу яких покладені *інтегральні критерії* якості напруги.

Для забезпечення необхідних показників якості напруги найбільш поширеними є засоби регулювання напруги на силових трансформаторах напругою 35 кВ і вище з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) і на трансформаторах споживчих підстанцій напругою 6...10/0,4 кВ з перемиканням без збудження (ПБЗ).

Засобами РПН обладнуються понижувальні трансформатори з напругою 35 кВ і вище, які здійснюють регулювання напруги по всій приєднаній до центра живлення (ЦЖ) мережі. такий спосіб регулювання називається *централізованим*. В даних трансформаторах зміна коефіцієнта трансформації K_T здійснюються без відключення трансформатора від мережі та без відключення навантаження. за допомогою розподільчих трансформаторів 10(6)/0,4 кВ (враховуючи їх «масовість») з економічних міркувань здійснюють сезонні зміни рівнів напруги (ПБЗ). В трансформаторах з переключенням без збудження для зміни K_T необхідно відключення навантаження і відключення трансформатора від мережі.

Регулювальні відгалуження на трансформаторах з РПН розміщені на стороні вищої напруги. для зниження напруги на низькій стороні трансформатора треба збільшити кількість витків обмотки. діапазон зміни напруги трансформатора з РПН складає $\pm(10-16)\%$ при ступенях регулювання $(1,25-2,5)\%$. Так наприклад, трансформатор 110/10 кВ має ± 9 ступенів по 1,78%, які забезпечують діапазон регулювання $E_{\text{п}} = \pm 16\%$.

Розподільчі трансформатори 10/0,4 кВ з ПБЗ мають п'ять регульованих відгалужень ($n = 5$) ступенями до $\Delta E = 2,5\%$ - є можливість змінювати добавку напруги на вторинній стороні трансформатора в діапазоні від 0 до +10%. добавки напруги на трансформаторах з ПБЗ (E_T) наведені в табл. 12.1. номер відгалуження $n = 1$ відповідає найбільшому коефіцієнту трансформації.

Таблиця 12.1

Значення добавки напруги трансформатора E_T %

N	1	2	3	4	5
Відгалуження первинної обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
E_T %	0	2,5	5,0	7,5	10,0

Централізоване регулювання напруги в ЦЖ за допомогою трансформаторів з РПН, а також розстановка відгалужень на розподільчих

трансформаторах з ПБЗ слід віднести до основних засобів регулювання напруги, так як їх застосування не пов'язано з додатковими капіталовкладеннями і їх можливості повинні бути використані в першу чергу з урахуванням того, що діапазон регулювання напруги на шинах ЦЖ достатньо широкий, розрахунки, оцінка і оптимізація режиму напруги в розподільчих мережах можуть проводитися без врахування мереж напругою 10 кВ і вище, тобто не залежне.

Розрахунки показують, що спільне застосування зустрічного регулювання напруги на шинах ЦЖ і відповідною розстановки відгалужень на трансформаторах з ПБЗ є достатнім у більшості випадків, для забезпечення норм [4].

Під зустрічним регулюванням напруги розуміють таке регулювання, коли в період максимальних навантажень в мережі підтримується більш високий рівень на шинах ЦЖ, а в години мінімуму навантажень – більш низький.

При протяжних різнотипних мережах і у випадку різнорідного навантаження основних засобів регулювання недостатньо, тоді виникає задача вибору типу, місця установки і потужності додаткових, місцевих засобів регулювання напруги – вольтододаткових трансформаторів, конденсаторних батарей.

Одним з поширених способів регулювання напруги на шинах підстанції є перемикання відгалужень на трансформаторах. З цією метою в обмотках (як правило, вищої напруги, що мають менший робочий струм) трансформаторів передбачаються регулювальні відгалуження і спеціальні перемикачі відгалужень, за допомогою яких змінюють число включених в роботу витків, збільшуючи або зменшуючи коефіцієнт трансформації

$$K_{BH-HH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{w_{BH}}{w_{HH}},$$

де w_{BH} і w_{HH} - число включених у роботу витків обмоток ВН і НН відповідно.

Зміна коефіцієнта трансформації між обмотками вищої і нижчої напруг

дозволяє підтримувати на шинах НН напругу, близьке до номінального, коли первинна або вторинна напруга відхиляється з тих чи інших причин від номінального.

Операції перемикання секції витків проводять на відключеному від мережі трансформаторі пристроєм ПБЗ (перемикання без збудження) або на працюючому трансформаторі безпосередньо під навантаженням пристроєм РПН (регулювання під навантаженням). Трансформатори великої потужності з пристроями ПБЗ мають до п'яти відгалужень для отримання чотирьох ступенів напруги відносно номінального $(\pm 2 \times 2,5\%) \cdot U_{\text{ном}}$. В залежності від класу напруги трансформатора, його виконання і числа ступенів регулювання застосовують різні по конструкції перемикачі відгалужень. Вони можуть бути трифазними і однофазними. Однофазні перемикачі барабанного типу (наприклад, рис.12.1) встановлюються на кожній фазі обмотки ВН. Контактна система складається з нерухомих контактів - порожніх струмоведучих стержнів 3 (А 1 - А 6 на рис.12.1, б), з'єднаних з відгалуженнями 2 від обмоток, і рухомих контактних кілець 5, замикаючих між собою різні пари нерухомих контактів. Контактні кільця переміщуються колінчастим валом 4, вісь якого за допомогою ізолюючої штанги 6 з'єднується з приводом на кришці трансформатора. Перемикач змонтований на ізолюючих підставах 1.

В процесі регулювання напруги перемиканням відгалужень за допомогою пристроїв ПБЗ або РПН персонал не повинен допускати тривалого підвищення напруги на трансформаторі понад номінальний для даного відгалуження більш ніж на 5% при навантаженні не вище номінальної і на 10% при навантаженні не вище 25% номінальної. Для автотрансформаторів без відгалужень в нейтралі і регулювальних трансформаторів допускається тривале підвищення напруги до 10% понад номінального. Перевищення зазначених значень призводить до перенасичення магнітопроводу, різкого збільшення струму і втрат неробочого ходу. При цьому втрати в сталі зростають пропорційно квадрату напруги, а струм збільшується в ще більшому ступені. Збільшення втрат в сталі веде до передчасного зносу ізоляції і є причиною місцевих нагрівів сталевих

конструкцій.

При паралельній роботі двох регульованих трансформаторів зміна їх коефіцієнтів трансформації слід проводити по можливості одночасно, щоб уникнути перевантаження зрівняльним струмом.

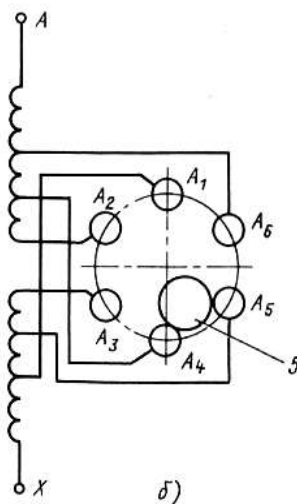
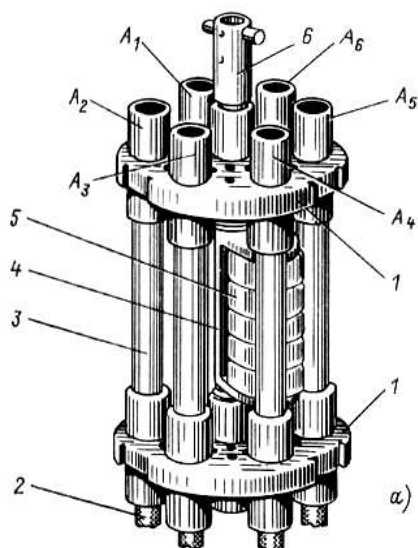


Рис. 12.1. Перемикач відгалужень барабанного типу (а) і схема перемикання відгалужень (б), показана в положенні, при якому стержні А4 і А5 з'єднані контактними кільцями 5.

При паралельній роботі двох регульованих трансформаторів зміна їх коефіцієнтів трансформації слід проводити по можливості одночасно, щоб уникнути перевантаження зрівняльним струмом.

При автоматичному управлінні РПН ця роль виконується спеціальної блокуванням. Якщо ж автоматичне керування відсутня, перемикання відгалужень слід виконувати поступово, не допускаючи неузгодженості по ступеням відгалужень більш ніж на один ступінь.

12.2 Трансформаторні пристрої типу перемикач без збудження (ПБЗ)

Перемикаючі пристрої ПБЗ застосовують для перемикання регульовальних відгалужень обмоток трансформаторів з прямою схемою і шістьма відгалуженнями, виготовляють на напруги 10-220 кВ і номінальні струми від 16 до 1600 А і встановлюють у трансформаторах III і IV габаритів. Основними частинами пристрою є перемикач з кільцевою контактною системою і привід; допоміжними - комплект паперово-бакелітових циліндрів, які слугують для

електричної ізоляції контактної системи і кріплення його в трансформаторі, і кріпильні деталі.

Перемикач (рис. 12.2, а) складається з верхнього та нижнього гетинаксових дисків 9 з уступами 1, паперово-бакелітових втулок 2, запресованих в диски, шести латунних нікельованих порожнистих стержнів 3, які служать в якості нерухомих контактів, латунних нікельованих кілець 5, встановлених з допомогою пружин на колінчастому валу 4 і слугуючи рухомими контактами.

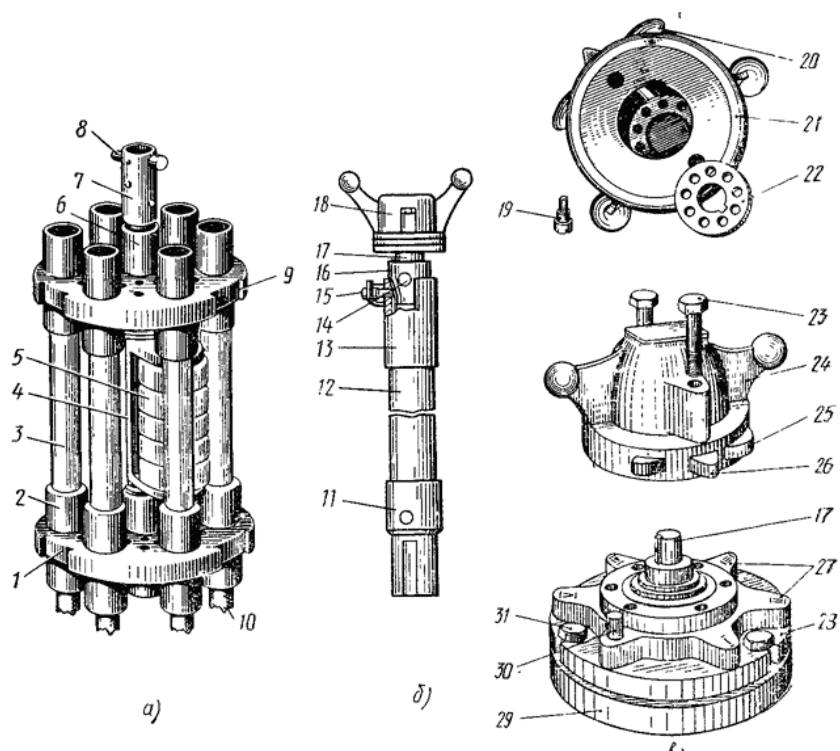


Рис.12.2. Однофазний перемикаючий пристрій
Пб: а - перемикач, б - привід, в - пристрій приводного механізму

На головній осі колінчастого вала, що проходить через центральну втулку 6 верхнього гетинаксового диска, закріплена сталева втулка 7 зі штифтом 8, призначена для зчеплення зі штангою приводу.

Регульовальні відгалуження 10 впаяні в стержні (у деяких конструкціях вернуті за допомогою спеціальних наконечників). При великих номінальних струмах відгалуження приєднують до обох кінців контактних стержнів (паралельно). При обертанні колінчастого вала разом з ним повертаються кільця, які замикають ті чи інші стержні, а отже, і відгалуження обмоток. Під впливом пружин, притискуючи кільця до стержнів, перехід з рівня на рівень відбувається пружним стрибком з само встановленням контактів. Привід перемикача складається з механізму, що включає чавунний ковпак 18 (рис.12.2, б, в) з рукоятками 24 для повороту руками, і штанги 12, виготовленої з

паперово-бакелітовій трубки з зовнішнім діаметром 60 мм і внутрішнім 50 мм. На нижньому кінці штанги закріплена сталева муфта 11, вилкоподібний кінець якої охоплює штифт 8 втулки 7 (рис.12.2,а), жорстко скріплює з кінцем колінчастого вала перемикача, і входить з ним в зачеплення. Верхній кінець штанги з'єднаний з валом 17 (рис.12.2, б) приводного механізму шарнірно: в отвір вала і втулки 16, насадженої на вал, вставлений валик 14; муфта 13 зчеплена з втулкою 16 штифтом 15 із пружиною - манжетою, що запобігає вискакування валика і штифта. Гнучка зв'язок штанги з валом механізму компенсує можливе відхилення їх осей при складанні приводу.

Підгонка положення ковпака 21 (рис.12.2,в) приводу до контактної системи перемикаючого пристрою здійснюється за допомогою кільця 22, яке скріплене шпонкою з кінцем валу 17 і з ковпаком гвинтом 19 через одне з дев'яти отворів в кільці. У заготовці всередині ковпака є десять отворів з різьбою для гвинта. Отвори в кільці і ковпаку розміщені рівномірно по окружності одного діаметра. Кут між сусідніми отворами в кільці дорівнює 40° ($360^\circ / 9$), а в ковпаку - 36° ($360^\circ / 10$), що дозволяє закріплювати кільце в ковпаку в положеннях, що відрізняються одне від іншого на кут 4° або кратний йому - $8, 12, 16^\circ$ і т. д.

До кришки трансформатора приварений установочний фланець 29, до нього кріпиться на гумовій ущільнюючій прокладці трьома болтами 31 кришка 28 сальника, через яку проходить вал 17, ущільнений сальниковим набиванням. На фасонній кришці 27 сальника нанесені цифри I, II, III, IV та V, що позначають номери ступенів перемикачання, і встановлений упор 30, який разом з виступами 20 ковпака 21 обмежує його поворот. На осьових лініях, що проходять з центру через середину виступів в кришці сальника, є шість отворів для двох стопорних болтів 23 ковпака. Поворотом рукояток на 60° переводять колінчастий вал перемикача з одного стану в інше. У робочому положенні покажчик 26 ковпака повинен перебувати на середині виступу кришки сальника, співпадаючи з відповідною цифрою, а два отвори для стопорних болтів у ковпаку повинні збігатися з двома з шести отворів в кришці сальника,

через які ковпак закріплюють болтами. Виступи 25 ковпака і упор 30 не дозволяє переводити перемикач з положення І в положення V, і навпаки, минаючи проміжні ступені. Для зручності користування приводом у трансформаторах IV габариту і вище приводний механізм винесений на бічну стінку бака, при цьому передача здійснюється валами з допомогою шестерень.

Трифазний перемикаючий пристрій ПБЗ типу ПТЛ-6-200/10 призначено для перемикання відгалужень обмоток трансформатора з прямою схемою з шістьма регульовальними відгалуженнями на п'ять ступенів напруги (рис.12.3).

Пристрій встановлюють на кронштейнах, прикріплених до активної частини трансформатора; у верхньому фланці для цього передбачені три отвори.

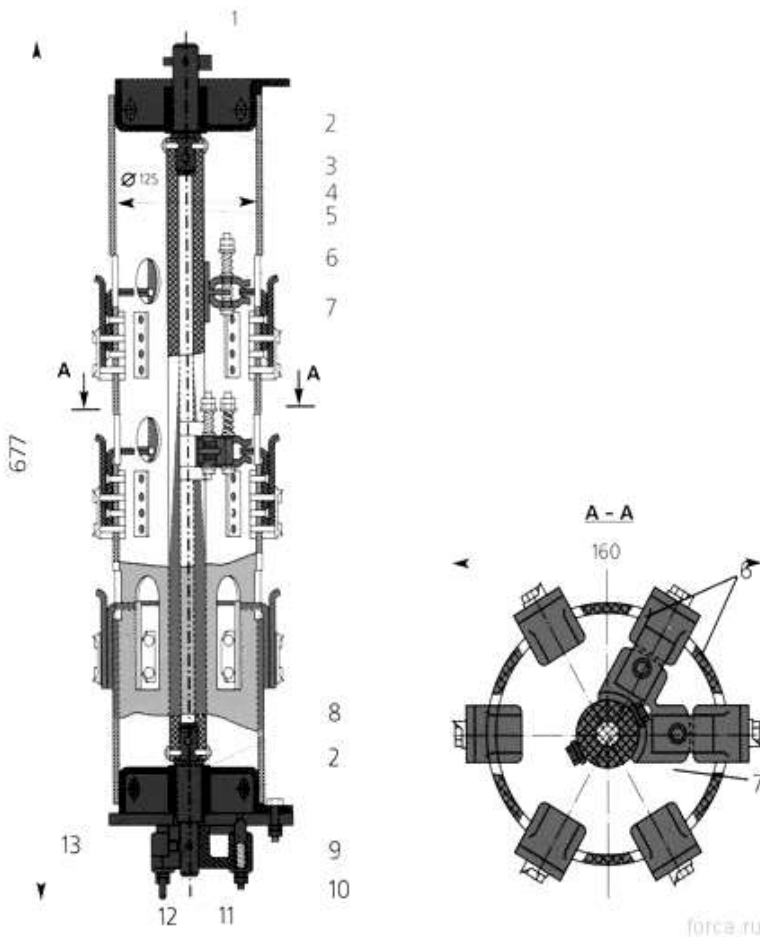


Рис.12.3. Трифазний перемикаючий пристрій ПТЛ-6-200/10: 1 - вал сталевий; 2 - фланець, 3 - втулка підшипника; 4 - корпус, 5 - бакелітова трубка; 6 - рухливі контакти; 7 - нерухомі контакти; 8 - вал сталевий; 9 - болт кріпильний; 10 - фіксатор положення; 11 - палець фіксатора; 12 - кріпильний штифт фіксатора; 13 - диск з фіксуєчими отворами.

Трифазні перемикаючі пристрої рейкового типу ПТР-0-10/63Х3-65 і ПТР-0-35/63Х3-65 (рис.12.4), призначені для перемикання відгалужень обмоток трансформаторів в межах $\pm(2 \times 2,5)\%$ (п'ять ступенів) поблизу нейтралі,

встановлюють, як і раніше розглянуті, на трансформаторах I-III габаритів на напруги не більше 35 кВ.

На паперово-бакелітовій трубці 1 (рис.12.4, а, б) розміщені в один ряд три групи латунних нерухомих контактів 2 (по п'ять у кожній групі). Один кінець нерухомого контакту має гладку циліндричну поверхню і сполучається з рухомих контактом 3, другий кінець - різьблення з комплектом гайок і шайб для кріплення відгалуження обмотки відповідно маркуванню.

Рухливі контакти (по одному на фазу - на групу нерухомих контактів) виготовлені з латуні. Один кінець кожного з контактів жорстко закріплений болтом 5 на сталевій зубчастій рейки 6, інший охоплює ламелями циліндричну частину нерухомого контакту.

Щільність прилягання контактів досягається спіральної пружиною 4. Рейка у формі сталевий смуги є струмоведучою і разом з трьома рухомих контактами, закріпленими на ній, утворює жорсткий Т-подібний міст, який на відповідних відгалуженнях з'єднує обмотки в зірку. Переміщення рухомої контактної системи вправо або вліво щодо нерухомих контактів дозволяє переходити з одного ступеня напруги на іншу.

Для суміщення осей рухомих і нерухомих контактів встановлені два тримачі 5, виготовлені з пресованого склотекстоліту. Тримач складається з двох симетричних половинок (щік), між якими розміщені паперово-бакелітова трубка 1, закріплена жорстко в затискачах гвинтами 7, і рейка, що переміщається в подовжньому напрямі.

Перевід рухомих контактів з одного ступеня на інший здійснюється приводом, для чого в один із затискачів вмонтований вал 13, на якому за допомогою шпонки жорстко закріплена шестерня 12, що знаходиться в зачепленні з рейкою 6. Кінець вала 13 з допомогою штифтів зі шплінтами з'єднаний з паперово-бакелітовою трубкою і валом 15 ковпака 9. Ковпак і вал, мають шліцьове з'єднання, скріплені гвинтом 21. Бакелітова трубка 14, будучи деталлю механічної передачі обертального руху, одночасно служить електричною ізоляцією зубчастої рейки від кришки бака.

Допоміжними частинами і деталями приводу є: сальник, що запобігає просочуванню масла з бака по поверхні валу 15 і складається з сальникової набивки 17, втулок 16, 20 і гайки 22, ущільнюючої набивання; показчик ступенів 10 в вигляді табло, на якому римські цифри показують ступінь напруги, а п'ять отворів служать для установки пружинного штифта 11, фіксує ступінь.

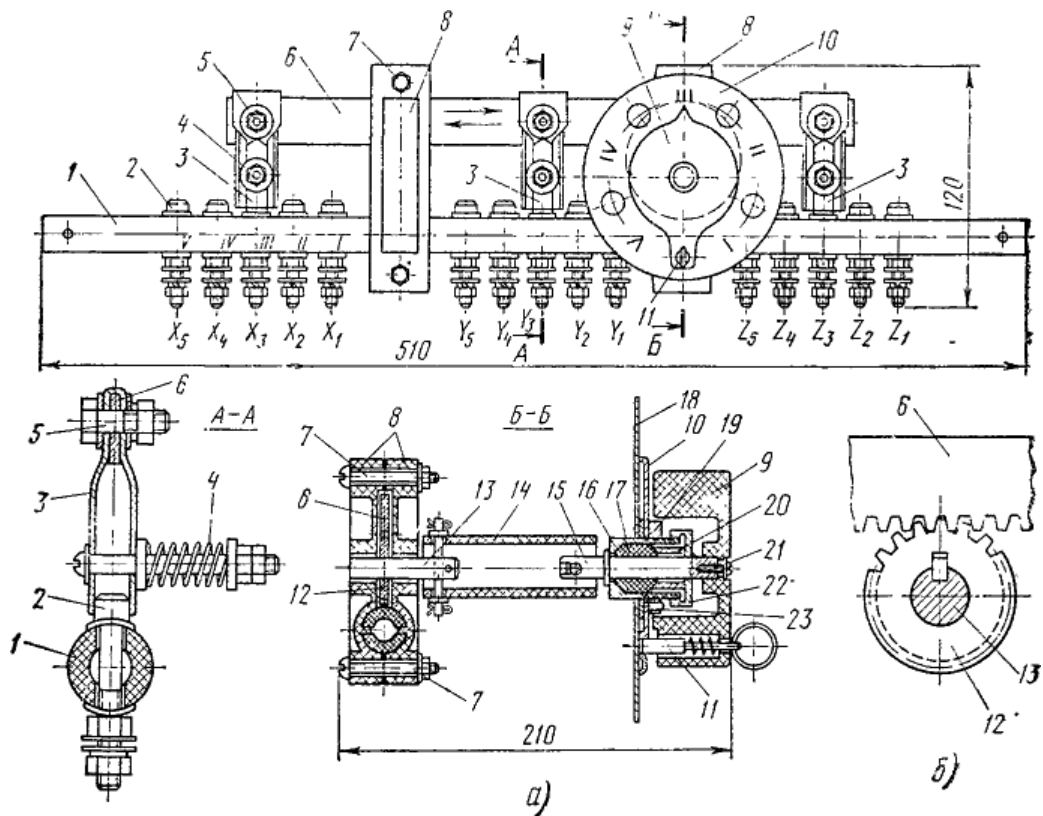


Рис.12.4. Трифазний перемикаючий пристрій ПБЗ типу ПТР-0-10/63-3-65:
а - пристрій, б - схема зчеплення рейки з шестернею.

Поворот ковпака за межі крайніх положень обмежений упорами на показчику. Останній кріплять до кришки 18 гайкою 19 і гвинтом 23. Усередині трансформатора перемикаючий пристрій кріплять болтами до кронштейнів верхніх ярмових балок.

Практика показала, що перестановка перемикачів ПБЗ з одного ступеня на іншу здійснюється вкрай рідко (1-2 рази на рік) - сезонне регулювання. При тривалій роботі без перемикання контактні стержні і кільця покриваються оксидною плівкою. Щоб зруйнувати цю плівку і створити хороший контакт,

рекомендується при кожному переводі перемикача попередньо прокручувати його (не менше 5-10 разів) з одного крайнього положення в інше, що виконують при відключеному трансформаторі. При по фазному переводі перемикачів перевіряють їх однакове становище. Встановлення приводу на кожному ступені повинна фіксуватися стопорним болтом. Якщо виникає сумнів у роботі перемикача, цілість електричного кола перевіряють омметром. Про перемиканні відгалужень повинен бути зроблений запис в оперативному журналі.

12.3 Трансформаторні пристрої РПН

Принцип виконання пристроїв РПН. Можливість зміни напруги без перерви живлення споживача може бути досить оперативним, зокрема забезпечити зустрічне регулювання в енергосистемах і найбільш універсальне регулювання режиму в промислових електроустановках. Тому потреба в пристроях регулювання під навантаженням (РПН) виникла практично відразу ж, як тільки з'явилися промислові силові трансформатори.

Пристрій РПН служить для регулювання напруги на менших напругах трансформатора, виконується на стороні високої напруги (менші струми, простіша реалізація). Регулювання напруги може здійснюватися автоматично або вручну - дистанційно або за місцем.

Пристрої РПН різняться за такими класифікаційними ознаками:

- а) тип струмообмежуючого елементу - реакторні і резисторні пристрої;
- б) наявність контактора - пристрої з контакторами і пристрою без контакторів (виборці під навантаженням);
- в) тип комутації струму:
 - розрив дуги в трансформаторному маслі; зазвичай застосовуються дугогасильні контакти, що гасять дугу у вільному обсязі масла контактора без спеціальних пристроїв форсованого дугогасіння (дутья);
 - розрив дуги у вакуумі; для цієї мети застосовуються вакуумні

дугогасильні камери загальнопромислового призначення;

- застосування без дугового відключення струму за допомогою тиристорів;
- змішані способи комутації, наприклад, включення струму контактами і відключення тиристорами.

Пристрій для перемикання під навантаженням обов'язково містить два струмоведучих кола, причому ні за яких умов вони не повинні бути одночасно розімкнуті, навпаки, обов'язково існує таке проміжне положення, зване становищем міст, в якому обидва ці ланцюги виявляються замкнутими одночасно, і два сусідніх відгалуження регулювальної обмотки з'єднані між собою.

Щоб уникнути к.з. між зазначеними відгалуженнями, в одне із кіл РПН або в обидва його ланцюга повинен бути включений струмообмежуючий елемент, тобто або реактор, або резистор. Величина опору струмообмежуючого елемента вибирається таким чином, щоб циркулюючий струм, в контурі, утвореному ділянкою обмотки між відгалуженнями (комутованій ступенем) і колами виборця і контактора, був одного порядку з струмом навантаження (зазвичай від 50 до 100% номінального струму).

Трансформатори з РПН мають більше число регулюючих ступенів і більш широкий діапазон регулювання ($\pm 10\% \cdot U_{\text{ном}}$), ніж трансформатори з ПБЗ. Застосовувані схеми регулювання на трансформаторах представлені на рис.12.5.

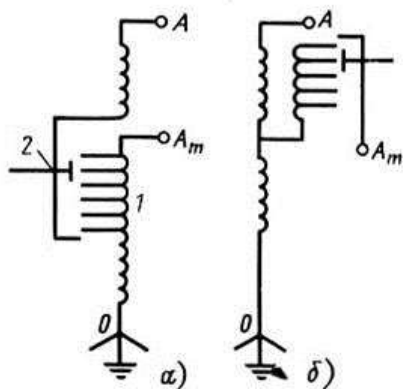


Рис.12.5. Схеми регулювання на трансформаторах без реверсування (а) і з реверсуванням (б) регулювальної обмотки: 1, 2 - первинна і вторинна обмотки відповідно; 3 - регулювальна обмотка з відгалуженнями; 4 - перемикаючий пристрій, 5 - реверсор.

Регульовані витки розміщені з боку нейтралі, що дозволяє застосовувати пристрої РПН з полегшеною ізоляцією. У схемі на рис.12.5, б двопозиційний

перемикач - реверсор 5 дозволяє приєднувати регульовальну обмотку 3 до основної 1 згідно або зустрічно, завдяки чому діапазон регулювання подвоюється в порівнянні зі схемою на рис.12.5, а. На рис.12.6 дані схеми регулювання на автотрансформаторах на стороні ВН і СН. Клас ізоляції пристроїв РПН відповідає класу ізоляції СН трансформатора.

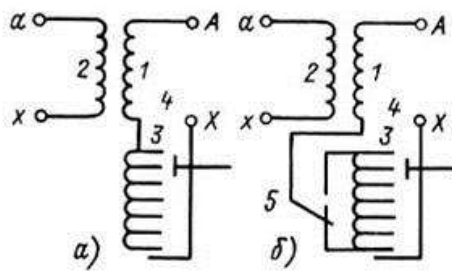


Рис.12.6. Схема регулювання на автотрансформаторах: а - на стороні ВН; б - на боці СН; 1-регульовальна обмотка з відгалуженнями; 2 - перемикаючий пристрій.

Крім зазначених способів для регулювання напруги застосовуються спеціальні послідовні регульовальні трансформатори. Вони додають до напруги нерегульованого трансформатора або автотрансформатора (або віднімають з нього) деяку додаткову напругу. Схеми регулювання наведено на рис.12.7 та 12.8.

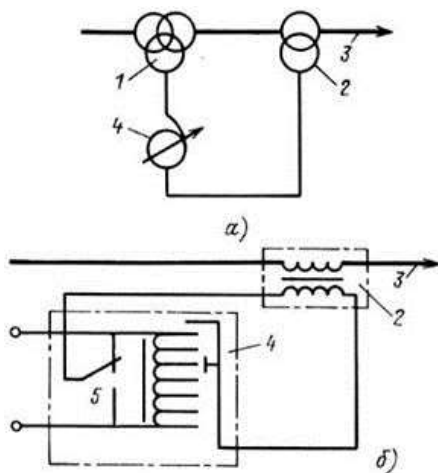


Рис.12.7. Схема регулювання напруги за допомогою послідовного регульовального трансформатора (а) і схеми регульовального автотрансформатора (б): 1 - головний трансформатор без РПН; 2-послідовний регульовальний трансформатор; 3 - лінія, якою регулюється напруга; 4 - регульовальний автотрансформатор; 5 - реверсор.

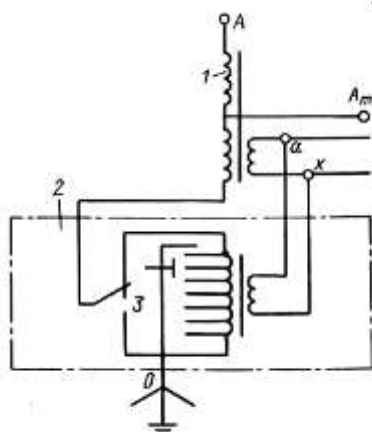


Рис.12.8. Схема регулювання напруги на автотрансформаторі за допомогою послідовного регульовального трансформатора в нейтралі: 1 - головний автотрансформатор; 2 - регульовальний трансформатор; 3 - реверсор.

Регулювання, при якому напруга мережі змінюється тільки за значенням без зміни фази, називають позовжнім. Можливе регулювання по фазі - поперечне регулювання.

Для цього обмотку збудження регулювального трансформатора 2 (розглядається регулювання у фазі А) приєднують до лінійної напруги двох інших фаз (рис.12.9, а). У результаті до фазної напруги мережі додається (або віднімається) регульована напруга ΔU , зрушена на кут 90° , і таким чином лінійна напруга мережі змінює фазу, залишаючись незмінним за значенням (рис.12.9, б).

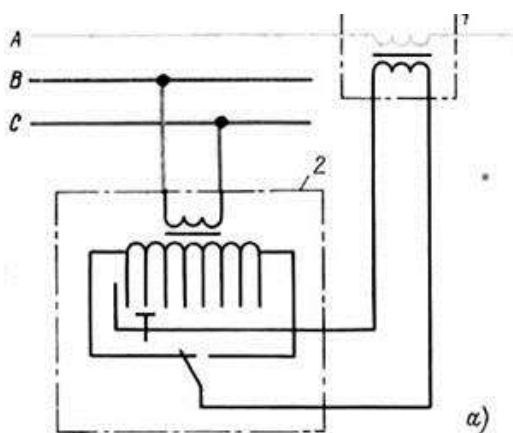
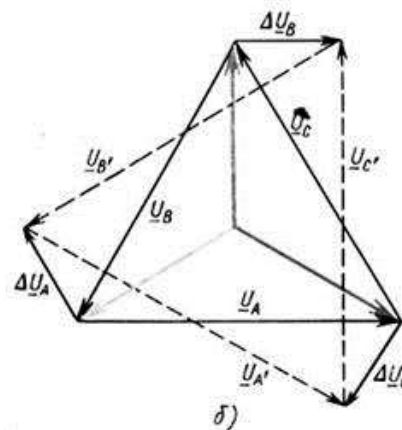


Рис.12.9. Послідовний регулювальний трансформатор для поперечного регулювання напруги: а - схема включення у фазу А (для фаз В і С схеми включення аналогічні); б - векторна діаграма; 1 - послідовний регулювальний трансформатор; 2 - регулювальний трансформатор.



На великих підстанціях системного значення при розподілі потоків активної та реактивної потужності виникає необхідність у регулюванні напруги за значенням і фазі. Регулювання здійснюється спеціальними агрегатами позовжньо-поперечного регулювання, при цьому в схему вводяться

дві напруги, одне з яких збігається з напругою мережі, а інша зрушена на 90° .

У всіх перерахованих випадках регулювання застосовуються пристрої РПН, що складаються з наступних основних частин: перемикача або виборця, контактора, струмообмежуючого елемента (реактора або резистора) і приводного механізму. Процес перемикання регулювальних відгалужень проходить без розриву кола робочого струму трансформатора. Послідовність

роботи перемикаючих пристроїв РПН з реактором (серій РНО, РНТ) і з резистором (серій РНОА і РНТА) показано на рис.12.10.

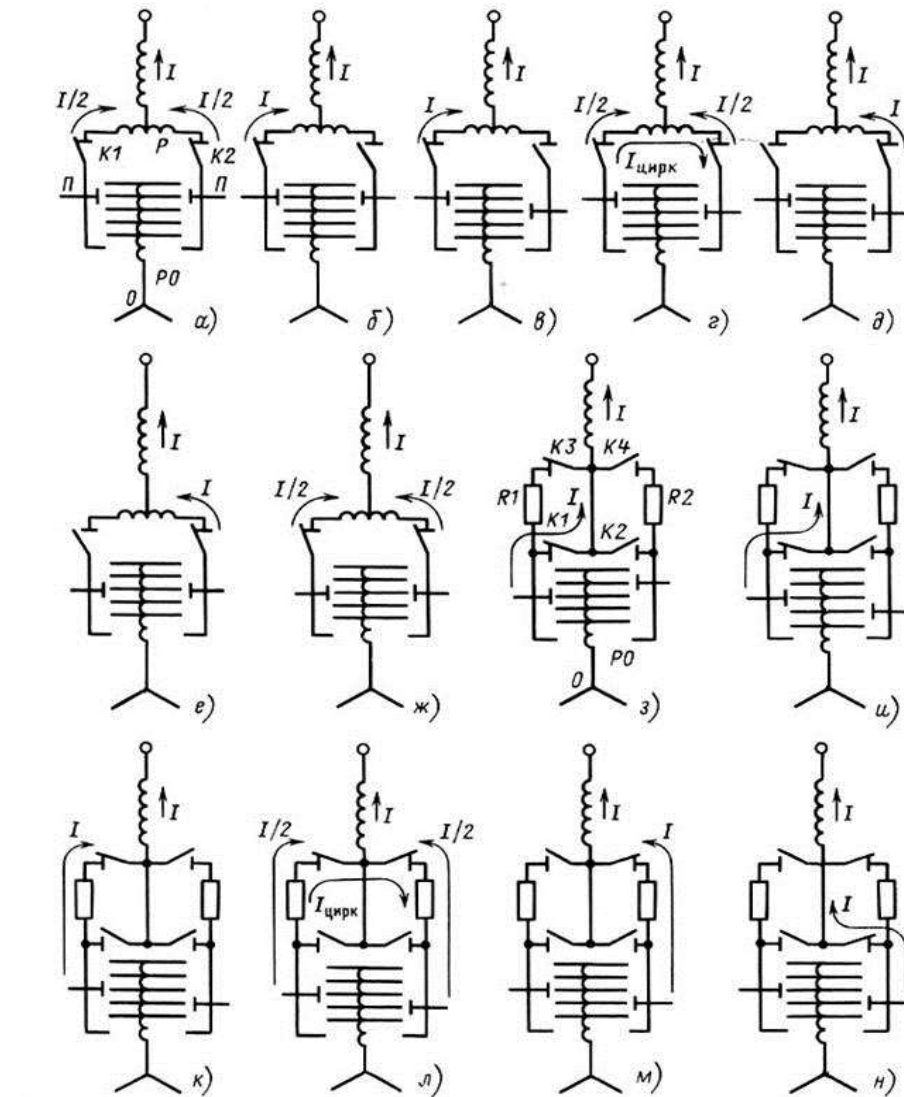


Рис.12.10. Послідовність роботи перемикаючих пристроїв РПН з реактором (а-ж) і резистором (з-н): Р - реактор; $R1$ і $R2$ - резистори; П - перемикачі (виборці); К1-К4 - контактори; РО - регульовальна обмотка.

З розгляду роботи РПН з реактором видно, що контактор замикає й розмикає деякий струм, отже, процес супроводжується горінням дуги; контакти виборця перемикаються без розриву струму, тобто лише після того, як відповідне коло виявиться розімкнутим; необхідна послідовність розмикання і замикання тих та інших контактів забезпечується узгодженою роботою приводного механізму, що приводиться в дію двигуном з реверсивним

пускатчем; реактор обмежує циркулюючий струм у процесі комутації і розрахований на тривале проходження номінального струму.

Остання обставина говорить про те, що застрявання приводу в проміжному положенні, коли струм навантаження проходить по одній частині реактора або коли перемикач знаходиться в положенні "міст" (рис.12.10, г), для пристроїв з струмообмежувальним реактором не є небезпечним і пошкоджень зазвичай не викликає. Однак, щоб уникнути перегріву контактів у випадку неповного їх торкання РПН необхідно повертати в основне робоче положення при першій же можливості.

Реактор і вибірник, на контактах якого дуги не виникає, зазвичай розміщують в баку трансформатора, а контактор поміщають в окремому масляному баку, щоб не допускати розкладання масла електричної дугою в трансформаторі.

Дія пристроїв РПН з резисторами багато в чому схоже з роботою перемикаючих пристроїв з реактором.

Відмінність полягає в тому, що в нормальному режимі роботи резистори зашунтовані або відключені і струм по них не проходить, а в процесі комутації струм проходить протягом сотих часток секунди. Резистори не розраховані на тривалу роботу під струмом, тому перемикання контактів у них відбувається швидко під дією потужних стислих пружин. Ймовірність не перемикання контактів навіть у разі зникнення живлення приводу мізерно мала. Резистори мають невеликі розміри і є, як правило, конструктивною частиною контактора.

Є пристрої РПН, у яких контактор розташований в окремому баку на ізоляторі, а також пристрої так званої занурюваної конструкції. Їх встановлюють як усередині бака трансформатора, так і в окремому баку, що примикає до бака трансформатора. Нормальна робота пристроїв типу РПН гарантується при температурі верхніх шарів масла в контакторах не нижче -20°C . У виносних баках контакторів застосовується система автоматичного підігріву масла, яка забезпечує нормальну роботу пристроїв при температурі зовнішнього повітря до -45°C . Рівень масла в баках контакторів контролюється

за масло вказівниками.

Пристрої РПН приводяться в дію дистанційно зі щита управління ключем або кнопкою і автоматично від пристрою автоматичного регулювання напруги. Один цикл перемикавання РПН різних типів виконується за 3-10 с.

Процес перемикавання сигналізується червоною лампою, яка включається під час подачі імпульсу і продовжує горіти весь час, поки механізм не закінчить цикл переключень з одного ступеня на інший. Незалежно від тривалості одного імпульсу на пуск РПН мають блокування, що дозволяє перехід виборця тільки на один ступень. Після закінчення руху перемикаючого механізму закінчують переміщення та дистанційні покажчики положення, показують номер сходинки, на якій зупинився перемикач.

Для автоматичного управління РПН забезпечуються блоками автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТО). Структурна схема автоматичного регулятора показана на рис.12.11.

Регулююча напруга подається на затискачі блоку АРКТО від трансформатора напруги. Крім того, пристроєм струмової компенсації (СК) враховується ще падіння напруги від струму навантаження. На виході блоку АРКТО виконавчий орган І керує роботою приводного механізму. Схеми автоматичного регулятора напруги дуже різні, але всі вони, як правило, містять елементи, зазначені на рис.12.11.

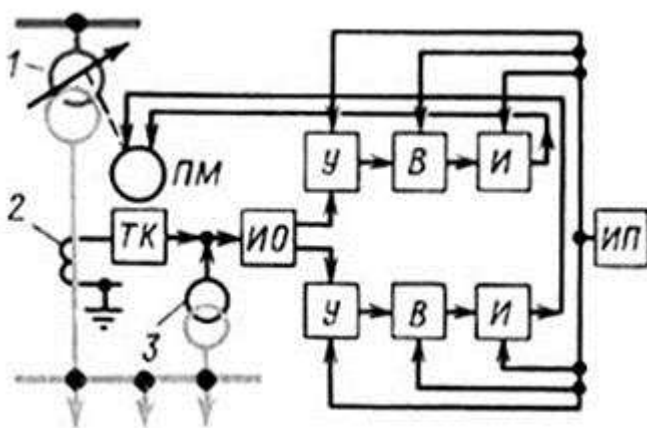


Рис.12.11. Структурна
схема автоматичного
регулювання напруги: 1 -
регульований трансформатор; 2 -
трансформатор струму; 3 -
трансформатор напруги; ТК -
пристрій струмової компенсації;
ИО - вимірювальний орган; У -

орган управління; В - орган витримки часу; И - виконавчий орган; ИП - джерело живлення; ПМ - приводний механізм.

Пристрої РПН повинні постійно перебувати в роботі з включеним блоком АРКТО. На дистанційне керування їх переводять тільки при несправності автоматичних регуляторів, невиконання команди на переключення (застрявання контактів виборця в проміжному положенні, відмова в роботі приводного механізму). При пошкодженні блоку АРКТО воно повинно бути відключено і пристрій РПН переведено на дистанційне управління. При відмові в дії схеми дистанційного керування РПН слід перевести на місцеве управління і вжити заходів щодо усунення. У разі виявлення несправності виборця або контактора трансформатор відключають.

Ні нормальні експлуатаційні, ні аварійні перевантаження трансформатора (якщо струм не перевищує 200%-ного номінального струму) не можуть обмежувати роботу РПН. При навантаженні вище максимально допустимого спеціальне блокування забороняє спрацьовування перемикаючого пристрою.

Положення РПН повинно контролюватися при оглядах устаткування. Необхідно звіряти показання покажчика положення перемикача на щиті управління і на приводі РПН. Перевіряється також однакове положення перемикачів РПН всіх паралельно працюючих трансформаторів або окремих фаз при по фазному управлінні, записуються показання лічильника числа перемикачів РПН.

Електрична зносостійкість РПН (без зміни контактів) залежить від значення перемикаючого струму. При струмі до 1000 А допускається виконання не менше 60 000 переключень, при розриві струму більше 1000 А - 25 000 перемикачів. Проте в експлуатації інструкціями пропонується виконання за допомогою РПН орієнтовно 10000-20000 перемикачів під навантаженням, після чого контактор РПН зазвичай виводять у ревізію, при цьому замінюють обгорілі контакти контактора пристроїв.

Критерієм якості масла в баку контактора РПН є відсутність вологи (допускається не більше 0,003%) і мінімальну пробивну напругу, яка для РПН класу напруги 35 кВ прийнято рівним 30 кВ. Для контактора пристроїв РПН класів напруги 110 і 220 кВ - відповідно 35 і 40 кВ. Для аналізу проби мастила

повинні відбиратися через кожні 5000 перемикачів незалежно від терміну роботи РПН, але не рідше 1 разу на рік.

Наявність масла у відсіку розширювача або в баках контакторів перевіряють за маслом вказівниками. Рівень масла слід підтримувати в допустимих межах. Якщо в РПН передбачений обігрів контакторів, то в зимовий період при температурі навколишнього повітря -15°C включається система автоматичного обігріву контакторів. Включення системи обігріву вручну (крім дії автоматики) не допускається.

При включенні із резерву трансформатора з пристроєм РПН, обладнаним електропідігрівом, при температурі навколишнього повітря нижче -20°C повинна попередньо включатися система автоматичного обігріву контакторів на 13-15 годин. Користування РПН в цьому випадку дозволяється тільки при закінченні зазначеного часу.

Приводні механізми РПН є найбільш відповідальними і в той же час найменш надійними вузлами цих пристроїв. Їх необхідно захищати від попадання пилу, вологи, трансформаторного масла. Тертьові деталі й шарнірні з'єднання передач слід змащувати незамерзаючим тугоплавким мастилом через кожні 6 міс.

12.4 Приводи пристроїв РПН силових трансформаторів

Привод типу ПДП-4У. Привод призначений для приведення в дію механізму перемикачів пристрою. В даний час застосовують декілька типів приводів, що мають різну конструкцію, а також різну апаратуру управління та контролю. Нижче розглянуті конструкція, монтаж і налагодження широко застосовуваного приводу типу ПДП-4У (рис.12.12, а, б).

Виконавчим механізмом приводу ПДП-4У є асинхронний електродвигун змінного струму типу АОЛ-2 потужністю 0,8 кВт.

Електрична схема управління приводом типу ПДП-4У забезпечує:

- 1) можливість місцевого, дистанційного і автоматичного управління

пристроєм РПН: місцеве управління здійснюється від кнопки на приводі, дистанційне - з щита управління підстанції, автоматичне - від блоку автоматичного управління;

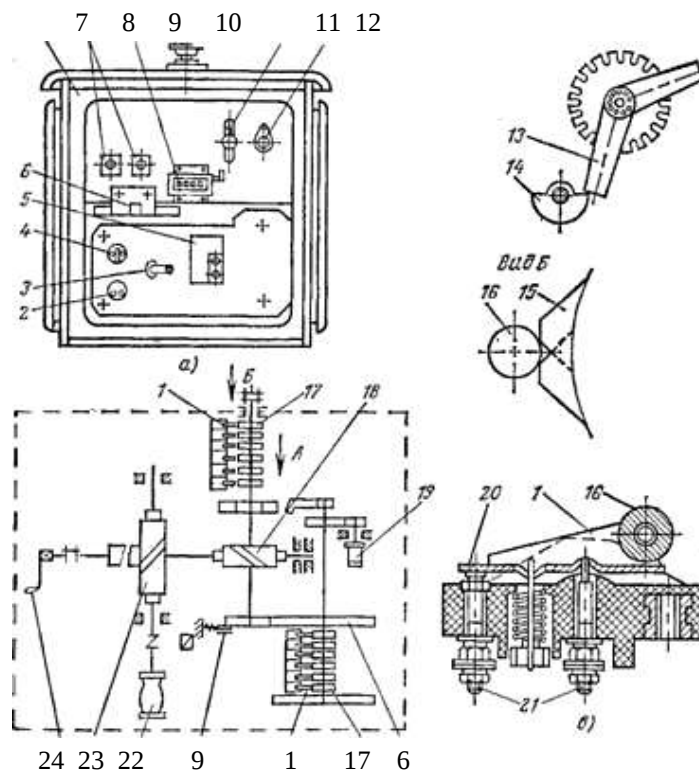


Рис.12.12. Привод типу ПДП-4У: а - вид на панель управління; б - кінематична схема; в - кулачковий елемент у розрізі; 1 - кулачковий елемент; 2 - розетка штепсельна; 3 - перемикач; 4 - вмикач обігріву; 5 - вимикач автоматичний, 6 - показчик положень; 7 - корпус привода; 8 - пости керування; 9 - лічильник числа перемикачів; 10 - вихідний вал; 11 - ручне блокування; 12 - лампа сигнальна; 13 - упор регульований; 14 - упор; 15 - виступ кулачковою шайби; 16 - ролик, 17 - шайба кулачкова; 18 - другий ступінь редуктора; 19 - сельсин; 20 - контакт рухливий; 21 - контакт нерухомий, 22 - електродвигун, 23 - перший ступінь редуктора; 24 - ручка приводу.

2) зупинку пристрою РПН на заданому ступені регулювання з необхідною точністю;

3) електричне блокування, що не допускає перемикачів пристрою РПН за крайні положення діапазону регулювання та при перевантаженнях вище допустимих значень;

- 4) захист електродвигуна приводу від перевантажень;
- 5) нормальну роботу електродвигуна при зміні напруги живлення від 0,85 до 1,1 номінального значення;
- 6) одночасне перемикання пристроїв РПН без тривалого (що перевищує час перемикання пристрою) неузгодженості при груповій роботі декількох пристроїв, а також блокування роботи всіх приводів при неузгодженості пристроїв на один ступень.

Перемикаючий пристрій РНТА-35/320. У силових трансформаторах загального призначення напругою 35-110 кВ потужністю до 16000 кВА для регулювання напруги застосовується перемикаючий пристрій РНТА-35/320.

Пристрій на відміну від більшості швидкодіючих перемикачів не має окремого контактора. Роль контактора і виборця грає перемикач тонкого регулювання, а роль передвибірника - перемикач грубого регулювання.

Послідовність дії контактів перемикаючого пристрою та електрична схема наведено на рис.12.13.

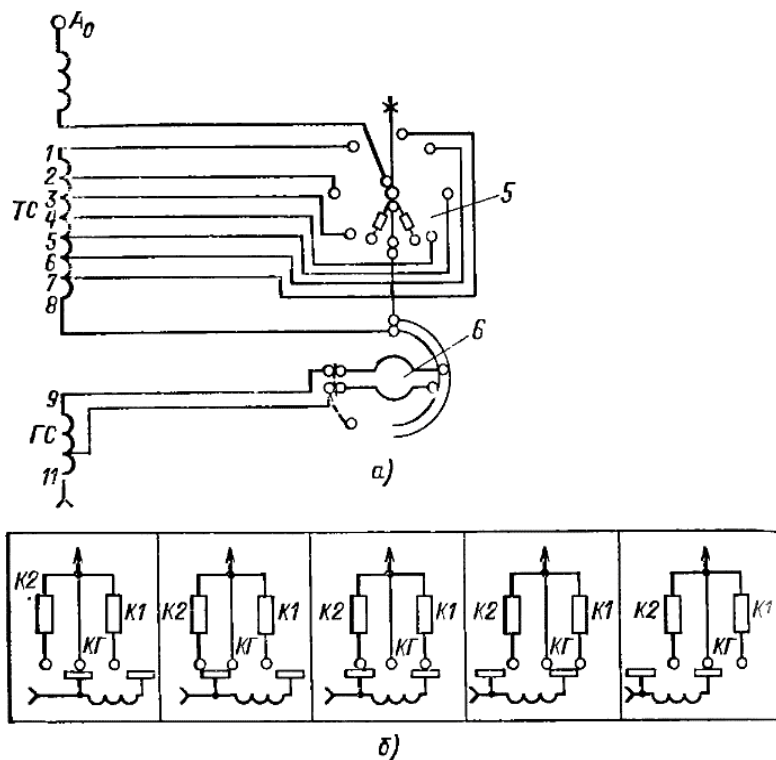


Рис.12.13. Електрична схема (я) і послідовність дії контактів (б) перемикаючого пристрою типу РНТА-35/320: К1, К2, КГ - контакти тонкого регулювання; ГС - тонка ступінь; ГС - груба ступінь; 5 і 6 - перемикачі тонкого і грубого регулювання.

Пристрій РНТА-35/320 має два виконання: на 12 ступенів з самою грубим ступенем і на 18 ступенів регулювання при двох грубих ступенях. У першому положенні грубий ступень повністю введений, у

сьомому - передвибірник замикає вільний (не приєднаний до жодного відгалуження) контакт, на восьмому - перемикається один грубий ступень, 14-е положення аналогічно сьомому, на 15-му положенні включається другий груба ступінь, на 21-му положенні фактично вся регулювальна обмотка виводиться (тонкі і грубі ступені).

Робота механізму перемикання перевіряється шляхом прокручування від руки на всьому діапазоні регулювання у прямому і зворотному напрямках. Механізм перемикання при цьому повинен працювати плавно, без будь-яких відчутних змін у зусиллях на рукоятку, без заїдань на всіх положеннях перемикаючого пристрою

Перемикаючі пристрої SAV, SCV і SDV. В останні роки у вітчизняних силових трансформаторах набули поширення перемикаючі пристрої типів SAV, SCV і SDV виробництва заводів Німеччини. Всі ці пристрої швидкодіючі резисторного типу.

Перемикаючий пристрій типу SAV випускається в однофазному виконанні і призначений для регулювання напруги на лінійних виводах або в нейтралі обмотки силового трансформатора. Воно застосовується в однофазних силових трансформаторах напругою 500 кВ типу АОДЦТН потужністю 167 МВА, 267 МВА і в трифазних трансформаторах типу АТДЦТН напругою 500 кВ потужністю 250 МВА. В Україні поширені SAV 1-1600-245/245-013 спец., SAV 1-1600-123 // 245-W19, SAV 1-1600-123/245-013.

Перемикаючий пристрій типу SCV - для регулювання напруги в нейтралі обмотки напругою 115 кВ у трансформаторів потужністю 250 МВА типу АТДЦТН напругою 500 кВ, а перемикаючий пристрій типу SDV - для регулювання напруги в трансформаторах з обмотками, з'єднаними в трикутник. Ці пристрої мають позначення SCV-1100-41/123-W19.

Пристрої типу SDV - SDV 1-630-41/41-w19, SDV 1-1250-41/41-w19 застосовуються для регулювання напруги в нейтралі обмоток напругою 115 кВ трансформаторів типів ТДНС, ТРДН потужністю від 10 до 80 МВА та на лінійних виводах обмоток напругою 35 кВ трансформаторів тієї ж потужності.

Принципово всі перемикаючі пристрої виробництва Німеччини за своїми механічними характеристиками однакові і відрізняються електричними даними і числом ступенів регулювання.

Пристрої типу SAV розраховані на найбільше значення фазного струму 1600 А, SCV - 1100 А, SDV-від 630 до 1250 А. У залежності від значення струму змінюється число контактів у контакторі: при струмах до 400 А контактор має по одному головному і дугогасильному контакту, при струмі 630 А - по два головних і дугогасильних контактів, при токах - 800-1250 А - по два головних і дугогасильних контактів з дільником струму, При струмі 1600 А - по чотири головних і дугогасильних контактів з дільниками струму.

12.5 Алгоритм регулювання напруги в розподільній мережі

Розрахунки по визначенню режиму роботи РПН для розподільчої мережі (рис.12.14) та визначенню допустимої втрати напруги в лініях електропередачі 10 і 0,38 кВ виконуються для двох різновіддалених споживчих ТП-10/0,4кВ - найближчої (ТП в точці 2) і віддаленої (ТП в точці 6) та для двох режимів навантаження - максимального (100%) і мінімального (25%).

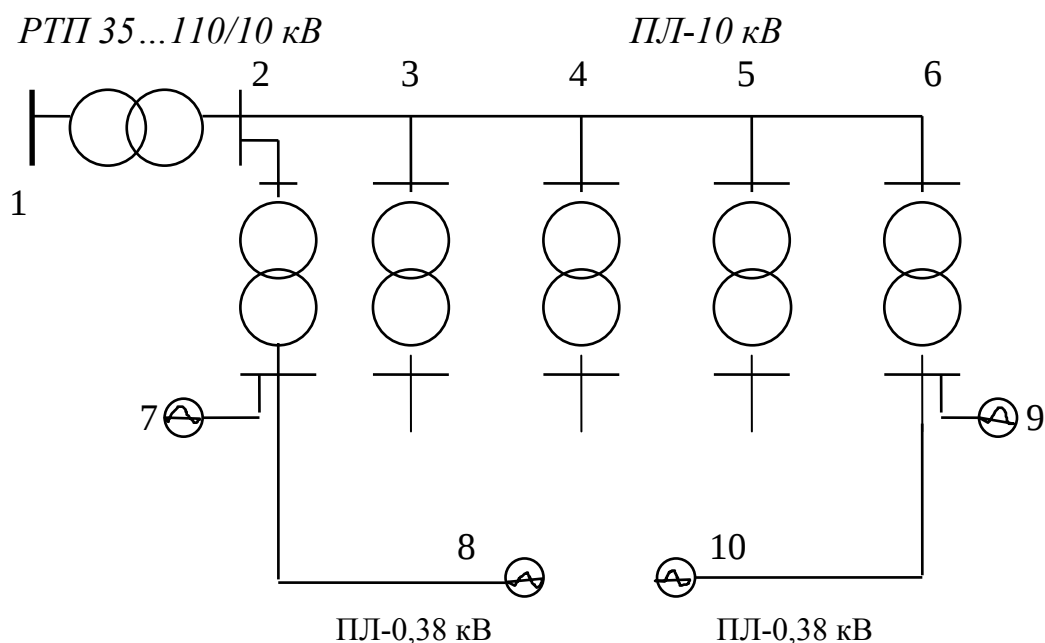


Рис.12.14. Пояснювальна схема до оптимізації рівнів напруги в розподільній мережі.

Визначаючим для розрахунку допустимих витрат напруги є допустиме відхилення напруги у споживачів, тобто в лініях можна втратити таку величину напруги, при котрій фактичне відхилення напруги у споживачів не виходить за межі допустимого ($\pm 5\%$). Розрахунок наведено в табл.12.2.

Таблиця 12.2

Визначення допустимої втрати напруги в лініях 10 кВ і 0,38 кВ та вибору надбавок у трансформаторів

Елемент мережі		Найближча ТП				Найвіддаленіша ТП			
		100%		25%		100%		25%	
		без РПН	з РПН	без РПН	з РПН	без РПН	з РПН	без РПН	з РПН
Шини 35...110кВ РТП		-2	-2	+2	+2	-2	-2	+2	+2
РТП 35...110/10 кВ	постійна надбавка	5	5	5	5	5	5	5	5
	регульована надбавка	0	+6	0	-6	0	+6	0	-6
	втрати напруги	-4	-4	-1	-1	-4	-4	-1	-1
Шини 10кВ РТП		-1	+5	+6	0	-1	+5	+6	0
Лінія 10кВ		0	0	0	0	-2,5	-6	-1,5	-1,5
ТП 10/0,4 кВ	постійна надбавка	5	5	5	5	5	5	5	5
	регульована надбавка	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	0	0	0	0
	втрати напруги	-4	-4	-1	-1	-4	-4	-1	-1
Лінія 0,38 кВ		-2,5	-8,5	0	0	-2,5	-5	0	0
Споживачі		-5	-5	+7,5	+1,5	-5	-5	+8,5	+2,5
Допустиме відхилення напруги		-5	-5	5	5	-5	-5	5	5

Вихідною умовою для розрахунку $\Delta U_{\text{доп}}$ є відхилення напруги в будь-якій

точці мережі. В даному прикладі - це шини 110 РТП (точка 1). При розрахунку $\Delta U_{\text{доп}}$ одночасно здійснюється вибір регульованих надбавок у трансформаторів.

На кожній споживчій ТП розглядається два різновіддалених споживачі. В режимі *максимальних* навантажень (100%) розглядається *віддалений* споживач (точки 8,10) на зниження напруги. Якщо у цього споживача, підключеного до шин ТП через лінію 0,38кВ, зниження напруги при максимальному навантаженні (коли втрати напруги у всіх елементах мережі максимальні) не перевищує, або рівне допустимому (-5%), то у ближчих до ТП споживачів, або при навантаженнях, менших від максимального, більшого зниження напруги не буде.

Аналогічно, в режимі мінімального навантажень (25%) розглядається найближчий до ТП споживач (точки 7,9) на підвищення напруги. Якщо у цього споживача, підключеного до шин 0,4 кВ ТП при мінімальному навантаженні (коли втрати напруги у всіх елементів мережі зменшуються прямо пропорційно навантаженню) підвищення напруги не перевищує допустимого значення (+5%), то у більш віддалених споживачів, або при більшому від мінімального навантаженні більшого підвищення напруги не буде.

Спочатку розглядається можливість застосування на РТП силового трансформатора без регулятора напруги РПН (регульована надбавка дорівнює нулю). Записавши в рядок «шини 35...110 кВ РТП» задане відхилення напруги в режимах максимального δU_1^{100} і мінімального δU_1^{25} навантаження та підсумувавши (з урахуванням знаку) зміни напруги в трансформаторі 110/10 кВ, одержимо відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП (в точці 2 мережі) в обох режимах навантаження.

Розрахунки можна починати як для найближчої, так і для найвіддаленішої ТП з попереднього підбору регульованої надбавки трансформатора 10/0,4кВ (межі $\pm 2 \cdot 2,5\%$) при мінімальному навантаженні.

Для найближчої ТП регульована надбавка одне невідоме і вона підбирається такою, щоб відхилення напруги у найближчого споживача не перевищувало +5%. Оскільки на трансформаторах 10/0,4 кВ. Застосовують

регулятори напруги типу ПБЗ (перемикач без збудження), ця надбавка переноситься в режим максимального навантаження. В цьому режимі навантаження 100%, підсумувавши всі відхилення напруги (з урахуванням знаку), визначається допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ виходячи з того, що відхилення напруги у найвіддаленішого споживача (в точці 8) приймається граничним (-5%).

Якщо допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ не перевищує 10%, то розрахунок для найближчої ТП на цьому закінчується. В протилежному випадку регульована надбавка на трансформаторі 10/0,4 кВ зменшується, тому що при допустимій втраті напруги в лінії 0,38 кВ більше 10% буде мати місце підвищення напруги над допустимої межі у найближчого споживача (в точці 7).

Для віддаленої ТП (точка 6) розрахунки виконуються аналогічно. Приймавши, що в лінії 10 кВ в режимі мінімального навантаження втрати напруги складають $-(1...2)\%$, підбирають регульовану надбавку на трансформаторі 10/0,4кВ і, перенісши її в режим максимального навантаження, визначають сумарну допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ. Якщо ця допустима втрата напруги складає не менше 11..12%, то вважають, що на РТП можна обійтись без регулятора напруги РПН і сумарну допустиму втрату напруги розподіляють між лініями 10 і 0,38 кВ (приблизно порівну).

Якщо сумарна допустима втрата напруги в лініях 10 і 0,38 кВ не перевищують 10%, то для забезпечення нормованого відхилення напруги у споживачів на районній підстанції необхідно встановити трансформатор з РПН.

Найбільш прийнятний режим роботи РПН в електричних мережах з розосередженими споживачами - режим зустрічного регулювання, коли з ростом навантаження для компенсації зростаючих втрат напруги в мережі РПН підвищує напругу на шинах 10 кВ РПН, а при зменшенні навантаження, коли прямо пропорційно зменшуються і втрати напруги регулятор РПН знижує напругу на шинах 10 кВ РПН.

Зниження напруги на шинах 10 кВ РПН при мінімальному навантаженні дозволяє встановити на споживчих ТП більш високі позитивні регульовані

надбавки і цим самим збільшувати допустиму втрату напруги в лініях при максимальному навантаженні.

При виборі регульованої надбавки РПН на трансформаторі 110/10 кВ керуються вказаними ПУЕ і нормами технологічного проектування сільських електричних мереж, згідно яких на РТП необхідно застосовувати зустрічне регулювання і підтримувати на шинах 10кВ відхилення напруги в межах +5% при максимальному навантаженні і 0% - при мінімальному .

В практичних розрахунках при виборі надбавок регулятора ТПН зручно використовувати уже одержані дані по відхиленню напруги на шинах 10 кВ РТП для випадку без РПН і підібрати такі регульовані надбавки РПН для режимів максимальних та мінімальних навантажень, щоб на шинах 10кВ одержати відхилення напруги, близькі до потрібних. При цьому можуть бути використані регулятори РПН з межами регулювання $\pm 6 \times 1,5\%$; $\pm 6 \times 1,67\%$; $\pm 9 \times 1,67\%$. Наприклад, виходячи із заданого відхилення напруги на шинах 110кВ (в точці 1) на шинах 10 кВ (в точці 2) одержали відхилення напруги $\delta U_2^{100} = 0,7\%$; $\delta U_2^{25} = +2,8\%$.

Для того, щоб в режимі максимального навантаження на шинах 10 кВ одержати відхилення напруги +5%, необхідно регулятором РПН додати +4,3% напруги. При застосуванні регулятора з межами регулювання $\mp 6 \times 1,5\%$ необхідно взяти три ступені по +1.5% ($+3 \times 1,5\% = +4,5\%$) і одержимо на шинах 10 кВ (в точці 2) $\delta U_2^{100} = +5,2\%$ (близько до потрібного відхилення +5%). Аналогічно в режимі мінімального навантаження прийнявши дві ступені по -1,5% ($-2 \times 1,5\% = -3\%$) одержимо на шинах 10 кВ (в точці 2) $\delta U_2^{25} = +0,2\%$ (близько до нуля).

Після вибору регульованих надбавок регулятора РПН подальші розрахунки проводяться в такому ж порядку, як і для випадку без РПН.

Якщо допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ не перевищує 10%, то розрахунок для найближчої ТП на цьому закінчується. В противному випадку визначають сумарну допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ. Якщо ця

допустима втрата напруги складає не менше 11...12% то вважають, що на РТП можна обійтись без регулятора напруги РПН і сумарну допустиму втрату напруги розподіляють між лініями 10 і 0,38 кВ (приблизно порівну).

Якщо сумарна допустима втрата напруги в лініях 10 і 0,38 кВ не перевищують 10%, то для забезпечення нормованого відхилення напруги у споживачів на районній підстанції необхідно встановити трансформатор з РПН. Найбільш прийнятний режим роботи РПН в сільських електричних мережах - режим зустрічного регулювання, коли з ростом навантаження для компенсації зростаючих втрат напруги в мережі РПН підвищує напругу на шинах 10 кВ РПН, а при зменшенні навантаження, коли прямо пропорційно зменшуються і втрати напруги регулятор РПН знижує напругу на шинах 10 кВ РПН.

Зниження напруги на шинах 10 кВ РПН при мінімальному навантаженні дозволяє встановити на споживчих ТП більш високі позитивні регульовані надбавки і цим самим збільшувати допустиму втрату напруги в лініях при максимальному навантаженні.

Як показують результати розрахунку в табл.6.2, без наявності регулятора РПН на підстанції 110/10 кВ забезпечити нормоване відхилення напруги ($\pm 5\%$) у споживачів та забезпечити допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ неможливо.

Так, в режимі мінімальних навантажень відхилення напруги у ближчого електроприймача *віддаленої ТП* у випадку відсутності на підстанції 35...110/10 кВ РПН складає +8,5%, а при наявності РПН +2,5%. Допустима сумарна втрата напруги в лініях 10...0,38 кВ при відсутності РПН складає -5%, а при наявності РПН -11%.

Подібна ситуація складається і в споживачів *найближчої ТП*. В режимі мінімальних навантажень відхилення напруги у ближчого електроприймача у випадку відсутності на підстанції 110/10 кВ РПН складає +7,5%, а при наявності РПН +1,5%. Допустима сумарна втрата напруги в лініях 10...0,38 кВ при відсутності РПН складає - 2,5%, а при наявності РПН - 8,5%.

Підвищити ефективність системи регулювання напруги можливо за

допомогою розглянутого алгоритму регулювання напруги, якщо забезпечити формування регульовальної дії регуляторів з урахуванням вхідних сигналів про вихід напруги за допустимі межі в найближчій і найвіддаленішій із споживчих ТП 10/0,4 кВ. При цьому підвищується якість напруги на шинах споживачів, надійність пристрою РПН внаслідок зменшення кількості його перемикачів, а також знижуються втрати електроенергії в розподільній електричній мережі за рахунок підтримання в допустимих межах значення напруги на шинах підстанцій.

Інформацію з шин трансформаторів кінцевих ТП може передаватись в регулятор РТП по каналах зв'язку, наприклад, оптоволоконних або GSM мережі.

12.6 Мікропроцесорний пристрій регулювання напруги

Для забезпечення оптимальних рівнів напруги в розподільчій мережі на нових або реконструйованих РТП напругою 35...110/10 кВ встановлюються мікропроцесорні регулятори напруги типу РНМ-1, призначені для керування електроприводами РПН при автоматичному регулюванні коефіцієнта трансформації силових трансформаторів (рис.12.15).



Рис.12.15. Панель мікропроцесорного регулятора напруги РНМ-1.

Регулятор забезпечує:

- автоматичну підтримку напруги в заданих межах;
- корекцію рівня регульованої напруги по струму навантаження;
- формування імпульсних чи безперервних команд керування електроприводами РПН;

- контроль справності електроприводів РПН в імпульсному режимі роботи;
- одночасний контроль двох системних шин;
- оперативне переключення регулювання з однієї системи шин на іншу;
- блокування роботи і сигналізація при виявленні несправності електропривода РПН;
- блокування регулювання зовнішніми релейними сигналами;
- блокування регулювання і сигналізація при виявленні перевантаження, перевищенні $3U_0$ чи зниженій вимірюваній напрузі;
- оперативна заміна вставки по напрузі підтримки з одного, заздалегідь обраного значення, на інше.

Регулятор керує приводами як в імпульсному, так і в безперервному режимах. В імпульсному режимі сигнали керування з'являються при надходженні від приводину сигналу про початок переключення. У безперервному режимі сигнали керування утримуються до повернення напруги в зону нечутливості.

В імпульсному режимі регулятор забезпечує контроль роботи приводів, що мають затримку початку переключення (t_i) від 0,1 до 2 с і часом переключення (t_2) від 1 до 60 с. Регулятор формує сигнал «Сигналізація» тривалістю (t_c): 1, 2, 3, 5, 10, 20 с і безперервно і керує приводами, що мають до 40 ступенів переключення.

Регулятор забезпечує можливість оперативної зміни вставки напруги підтримки одного з трьох значень, що задаються в діапазоні $(0,9 \dots 1,1) \cdot U_n$.

Регулятор забезпечує накопичення, збереження, перегляд на індикаторі передачу по лінії зв'язку інформації про 400 позаштатних ситуацій.

До складу регулятора входять наступні модулі:

- модуль центрального процесора (ПРЦ);
- модуль введення-виведення (ВВ);
- модуль трансформаторів секції 1 (ТР);
- модуль трансформаторів секції 2 (ТР);

- модуль живлення;
- модуль клавіатури й індикації (КИ).

Сигнали з вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струмів і напруг надходять на трансформатори погоджуючи модулів ТР.

З модулів ТР аналогові сигнали надходять на модуль ПРЦ, де фільтруються і за допомогою АЦП перетворюються в цифрову форму. Мікропроцесор TN80C196KC20 обробляє сигнали, що надходять, і виконує дії відповідно до алгоритму, записаним у ПЗУ. Значення вставок, номер регульованої секції, номер ступені переключення і значення лічильника ресурсу зберігаються в енергонезалежній перепрограмованій пам'яті і зберігаються при відключенні живлення.

Поточні значення вимірюваних величин, і інформація про стан приводу відображається на двохстрічковому рідиннокристалічному індикаторі і світлодіодах модуля КИ. За допомогою клавіатури модуля КИ вибираються режими роботи РИМ і вводяться значення вставок.

Зовнішні керуючі сигнали подаються на дискретні входи клемника ХІ модуля ВВ. Усі дискретні входи мають гальванічну розв'язку.

Регулятор має чотири режими роботи:

- режим «Робота» призначений для автоматичної підтримки вихідної напруги трансформатора в заданих межах;
- режим «Контроль» призначений для контролю вимірюваних величин (струмів і напруг), стану дискретних входів і перегляду реєстратора подій;
- режим «Регулювання» дозволяє оператору керувати приводом із клавіатури регулятора - контролюються граничні значення вимірюваних величин, автоматичне регулювання заборонене.
- режим «Введення вставок» призначений для введення і перегляду вставок
- контроль вхідних струмів і напруг і керування приводом не виробляється.

Принцип дії. При включенні живлення відбувається тестування працездатності регулятора. При успішному проходженні тестів включається реле «Відмовлення РНМ», нормально замкнуті контакти розмикаються, сигнал

«Відмовлення РНМ» знімається.

Циклічно зчитуються дані з АЦП, обчислюються діючі значення струмів і напруг. Перевіряється стан дискретних входів.

Наявність будь-якого сигналу зовнішнього блокування («Вн. блокування», «Ток. блокування», «Блокування по t° ») забороняє формування команд «Додати» і «Зменшити», включається світлодіод «Блокування». При знятті сигналів зовнішнього блокування гасне світлодіод «Блокування», дозволяється регулювання.

Якщо виявлений сигнал від нижнього кінцевого вимикача (на вході «Заборона зменшити»), то забороняється видача команди «Зменшити», включається світлодіод «Блокування». При знятті сигналу від кінцевого вимикача гасне світлодіод «Блокування».

Якщо виявлений сигнал від верхнього кінцевого вимикача (на вході «Заборона додати»), то забороняється видача команди «Додати», включається світлодіод «Блокування». При знятті сигналу від кінцевого вимикача гасне світлодіод «Блокування».

При одночасній наявності сигналів на дискретних входах «Заборона додати» і «Заборона зменшити» регулювання напруги цілком забороняється, горить світлодіод «Блокування», на індикатор у нижньому рядку по черзі виводиться повідомлення: «Заборона зменшити» і «Заборону додати». Регулятор деблокується, коли будуть зняті обидва сигнали.

При відсутності сигналу на вході «Ручн./Автомат.» регулятор переходить у режим зовнішнього регулювання, включається світлодіод «Блокування».

При відсутності зовнішніх сигналів блокування перевіряється скільки секцій контролюється і яка із секцій є регульованою.

Поточні значення струмів і напруг порівнюються з вставками граничних умов.

Якщо в регульованій секції струм $I_{\text{ВВ}} > (I_{\text{ВВ}})_{\text{max}}$, то забороняється видача команди «Додати», включається світлодіод «Блокування», через 10 секунд включається реле «Перевантаження», на час t_c (час сигналізації, що задається

вставкою) включається реле «Сигналізація». Світлодіод «Блокування» і реле «Перевантаження» залишаються включеними доти, поки струми перевищують граничні умови.

Якщо в регульованій секції напруга $3 \cdot U_0$ перевищує вставку, то забороняється видача команди «Додати», включається світлодіод «Блокування». При зниженні напруги нижче граничного гасне світлодіод «Блокування», дозволяється регулювання.

Якщо в регульованій секції діюче значення напруги менше U_{mjn} , то запускається затримка на 10 с. Якщо через цей час напруга менша вставки, то забороняється регулювання, включається світлодіод «Блокування», на час t_c включається реле «Сигналізація». При підвищенні напруги вище U_{min} гасне світлодіод «Блокування», дозволяється регулювання.

Якщо в регульованій секції діюче значення напруги більше U_{max} , то запускається підрахунок часу T_z (затримка видачі команди «Зменшити» при перенапрузі). Якщо через цей час напруга більше вставки, то забороняється видача команди «Додати», включається світлодіод «Блокування», на час t_c включається реле «Сигналізація». Запускається програма на відпрацьовування перенапруги, тобто команда «Зменшити» буде видаватися через T_z після завершення чергового циклу переключення, поки напруга не опуститься до напруги підтримки. Світлодіод «Блокування» гасне при напрузі менше U_{max} .

Якщо контролюються обидві секції (установлений сигнал «Дві секції») і виявлена перевищення граничних умов у контрольованій секції («Перевантаження», «Перенапруга», «Низька U »), то включається світлодіод «Блокування», на час t_c включається реле «Сигналізація». Блокується видача команди «Додати» (якщо вставкою дозволена блокування), реле «Перевантаження» не включаються. Якщо блокування від контрольованої секції заборонена, то світлодіод «Блокування» не включається.

Якщо при аналізі струмів і напруг граничні умови не порушені, то перевіряється умова:

$$U_2 - \Delta U/2 < U_{\text{пот}} < U_2 + \Delta U/2, \quad (12.6)$$

де U_2 - розрахункове значення напруги підтримки;

$U_{\text{пот}}$ - поточне значення напруги в регульованій секції;

ΔU - вставка по напрузі зони нечутливості.

Умова (12.6) визначає, чи знаходиться напруга в зоні нечутливості.

Значення напруги підтримки визначається наступним виразом:

$$U_2 = U_i + U_{Ki}, \quad (12.7)$$

де U_i - вставка по напрузі підтримки (одне з значень: U_n , U_{n1} , U_{n2} , U_{n3});

U_{Ki} - розрахункове значення напруги компенсації: значення U_i визначається наявністю сигналів на дискретних входах « $U_{\text{під.1}}$ », « $U_{\text{під.2}}$ », « $U_{\text{під.3}}$ ».

Значення U_{Ki} обчислюється тільки для регульованої секції, якщо дозволена компенсація рівна:

$$U_{Ki} = U_K \cdot (I_{BB} - I_{CK}) / I_{BBH}, \quad (12.8)$$

де U_K - значення вставки струмової компенсації;

I_{BB} - діюче значення вхідного струму;

I_{CK} - діюче значення секційного струму;

I_{BBH} - значення вставки номінального струмового захисту.

Змінна функція U_K – змінюється в межах від I_{BB} і I_{CK} (рис.12.16). Вона обчислюється постійно при розрахунку U_2 . Якщо значення U_K перевищує значення вставки $(U_K)_{\text{max}}$, то приймається $U_{Ki} = (U_K)_{\text{max}}$.

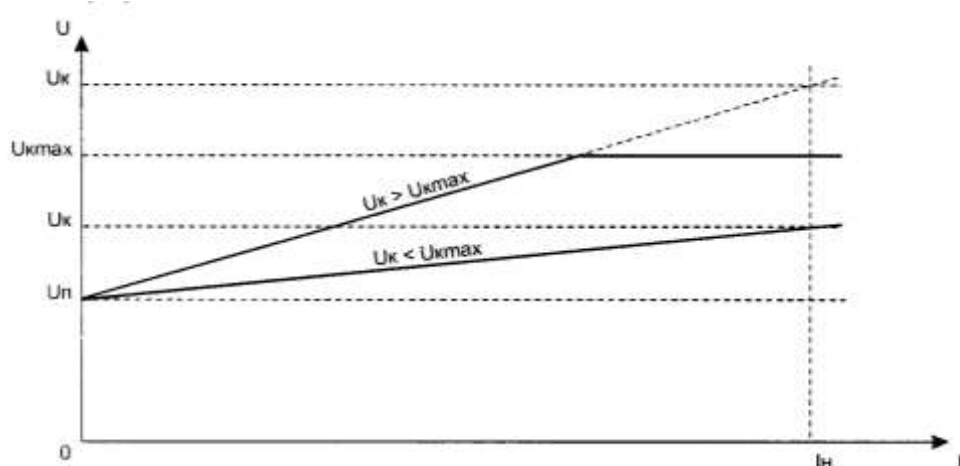


Рис. 12.16. Залежність напруги компенсації (U_{Ki}) від струму навантаження.

Якщо виконується умова (12.6), тобто напруга знаходиться в зоні

нечутливості, то на індикаторі в першому рядку виводиться діюче значення напруги основної секції і номер ступеня переключення.

Якщо

$$U_{\text{пот}} < I_{2\text{-ди}}/2, \quad (12.9)$$

то включається світлодіод «Нижче» і запускається підрахунок часу T (затримка формування первинної команди на керування приводом). Протягом цього часу контролюється виконання умови (12.9).

Якщо умова (12.9) не виконується, то скидається підрахунок T і виключається світлодіод «Нижче».

Якщо умова (12.9) виконується, то через час T_1 включається реле «Додати». Запускається підрахунок T_1 (час перевірки реакції приводу на команду керування). Перевіряється сигнал «Переключення». Якщо за час T_1 від приводу не прийшов сигнал про початок переключення, то включається світлодіод «Відмовлення ПМ», включається реле «Сигналізація», відключаються реле «Додати» і «Зменшити», на індикатор виводиться повідомлення «ПМ не пішов».

Якщо протягом t приходить сигнал від приводу про початок переключення, то включається світлодіод «Переключення», виключається реле «Додати» (якщо заданий безупинний режим роботи, то реле виключається, коли напруга досягне зони нечутливості), запускається підрахунок витримки часу t_2 (час відпрацювання команди керування). Якщо за цей час від приводу не прийшов сигнал про закінчення переключення, то включається світлодіод «Відмовлення ПМ», включається реле «Сигналізація», відключаються реле «Додати» і «Зменшити», на індикатор виводиться повідомлення «ПМ застряг». Якщо протягом t_2 сигнал від приводу скинувся, то виключається світлодіод «Переключення», збільшується значення лічильника положення перемикача і лічильника виробленого ресурсу. На індикатор виводиться нове значення лічильника положення перемикача.

Перевіряється умова (12.6). Якщо воно виконується, то скидаються ознаки регулювання напруги (збільшення і зменшення). Якщо умова не виконується,

то перевіряються умови (12.9) і (12.10):

$$U_{\text{пот}} < I_{2\text{-ди}}/2, \quad (12.10)$$

Якщо виконується умова (12.9), тобто за попередній крок регулювання напруга не досягла зони нечутливості, то включається (підтверджується включення) світлодіод «Нижче» і запускається підрахунок витримки часу T_2 (затримка формування повторної команди на керування приводом). Запускається програма збільшення напруги, описана вище.

При виконанні умови (12.10) запускається програма зниження напруги. Виконуються дії, що й у програмі збільшення напруги з тією лише різницею, що включається світлодіод «Вище» і реле «Зменшити».

Якщо виявлена перенапруга ($U_{\text{пот}} > U_{\text{max}}$), то включається (чи підтверджується включення) світлодіод «Вище», запускається підрахунок витримки часу T_3 (затримка формування чергової команди на керування приводом при відпрацьовуванні перенапруги).

Якщо через цей час перенапруга зберігається, то забороняється видача команди «Додати», включається світлодіод «Блокування», включається реле «Сигналізація», на індикатор виводиться повідомлення: «Перенапруга», встановлюється ознака перенапруги, запускається програма зниження напруги. Переключення будуть продовжуватися доти, поки виконується умова (12.10), тобто поки напруга не повернеться в зону нечутливості.

При $U_{\text{пот}} < U_{\text{max}}$ гасне світлодіод «Блокування», з екрана забирає повідомлення: «Перенапруга». Перед кожним переключенням дається затримка T_3 . При зниженні напруги до значення $U_{\text{тек}} < U_2 + \Delta U/2$ виключається світлодіод «Вище», знімається заборона на видачу команди «Додати», скидається ознака перенапруги.

Якщо при відсутності команд керування «Додати» чи «Зменшити» виявлений сигнал «Переключення», то забороняється регулювання напруги. Включається світлодіод «Відмовлення ПМ» і світлодіод «Переключення», включається реле «Сигналізація», відключаються реле «Додати» і «Зменшити» (підтверджується їхнє відключення), включається реле «Живлення ПМ», що

відключає живлення приводу. На індикатор виводиться повідомлення «ПМ не керуємо».

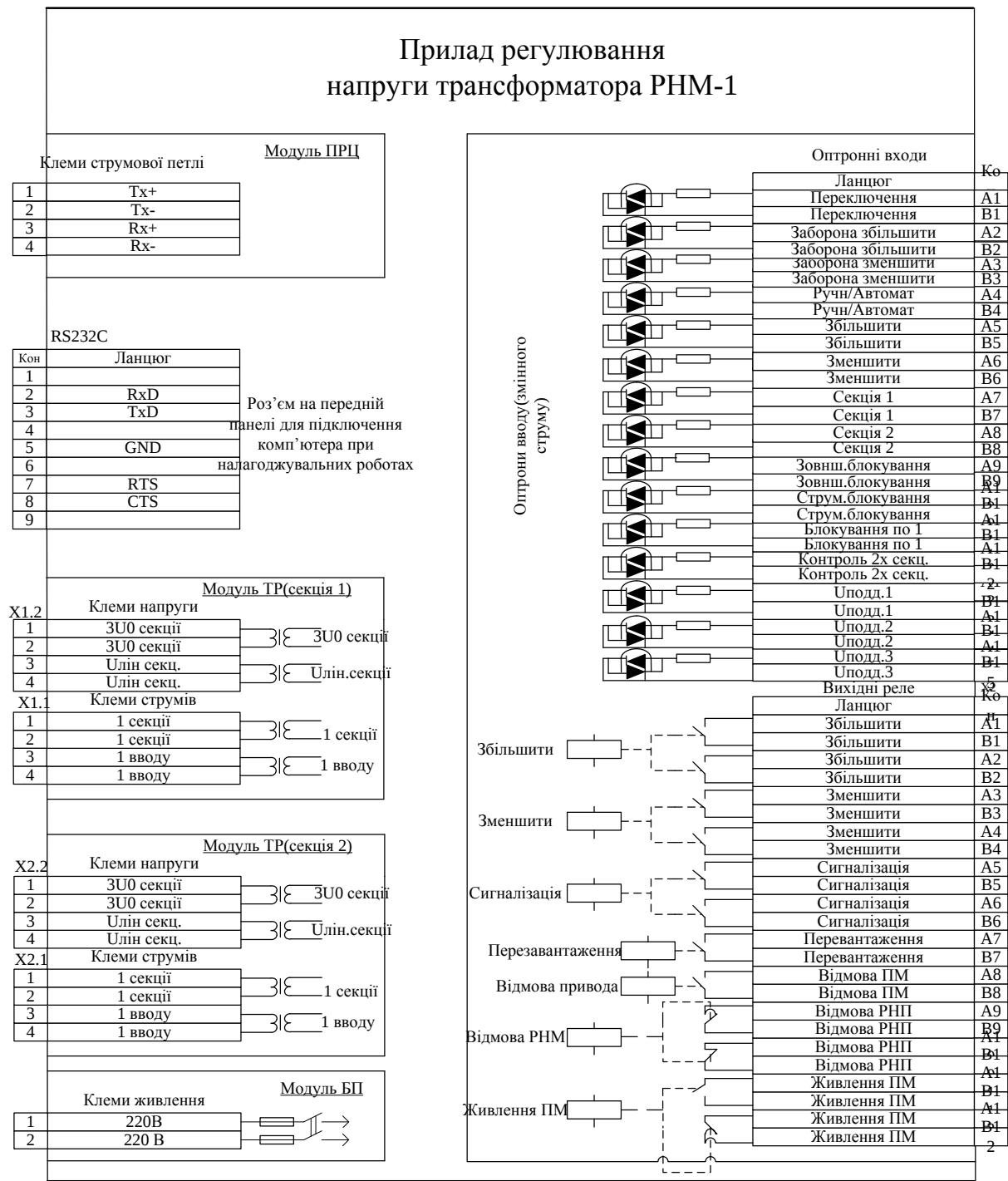


Рис. 12.17. Функціональне призначення клем і контактів роз'ємів регулятора.

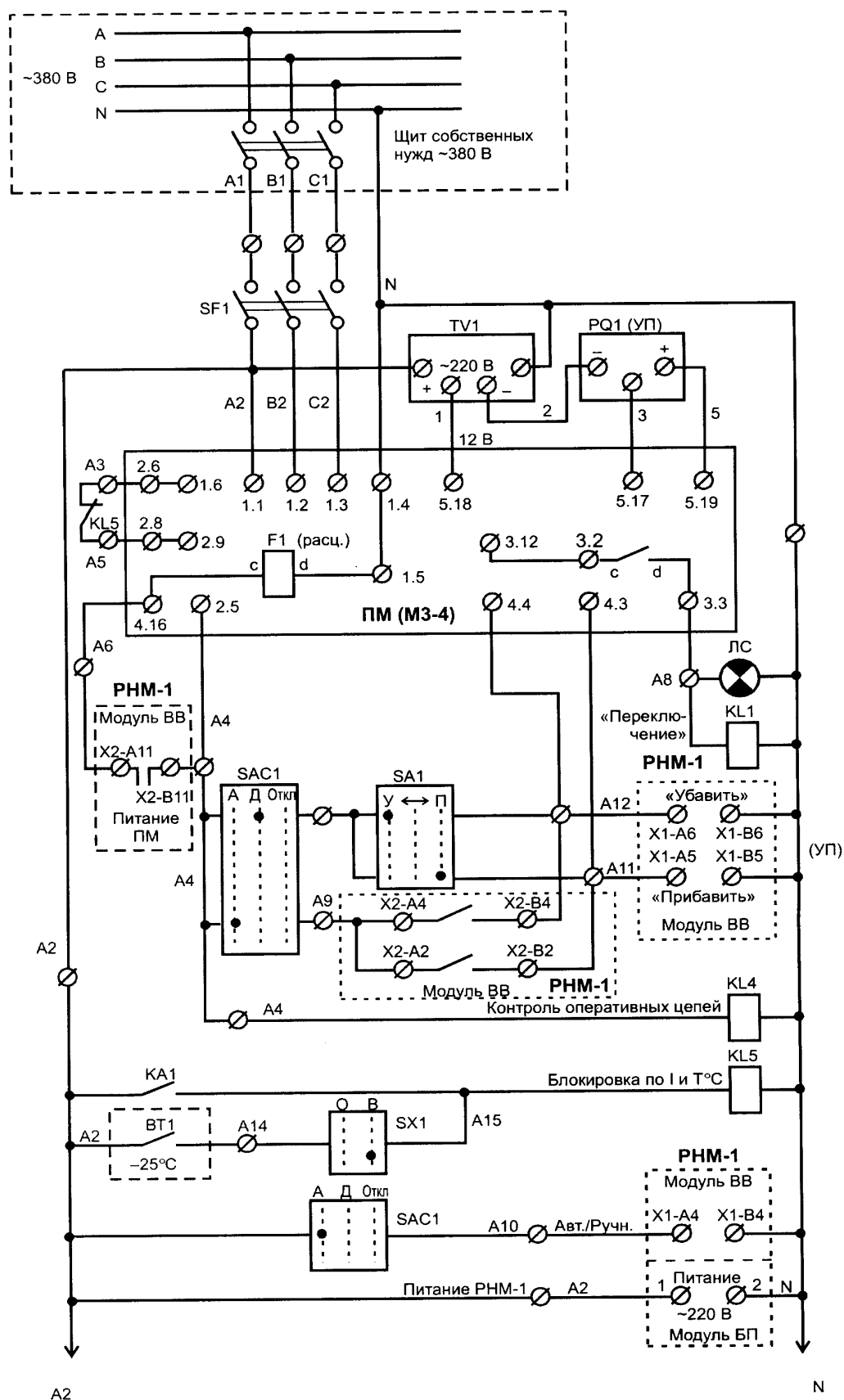


Рис.12.19,а. Регулирования напруги трансформатора за допомогою РНМ-1.

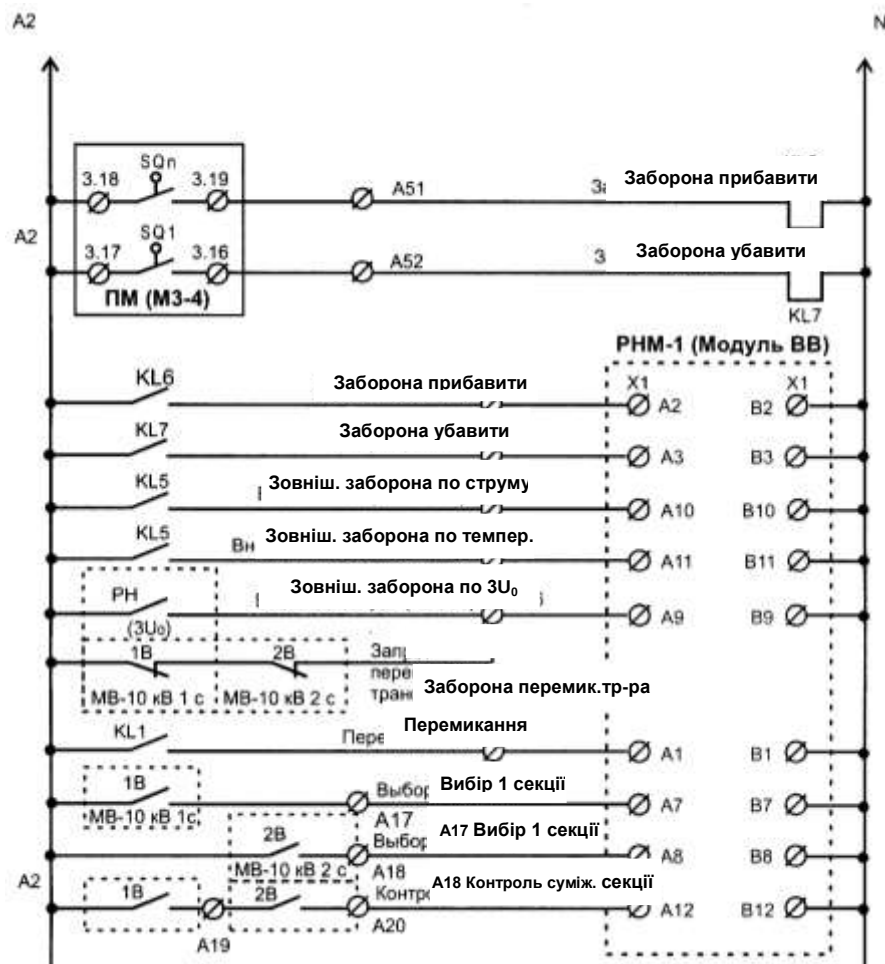


Рис.12.19, б. Регулювання напруги трансформатора за допомогою РНМ-1.

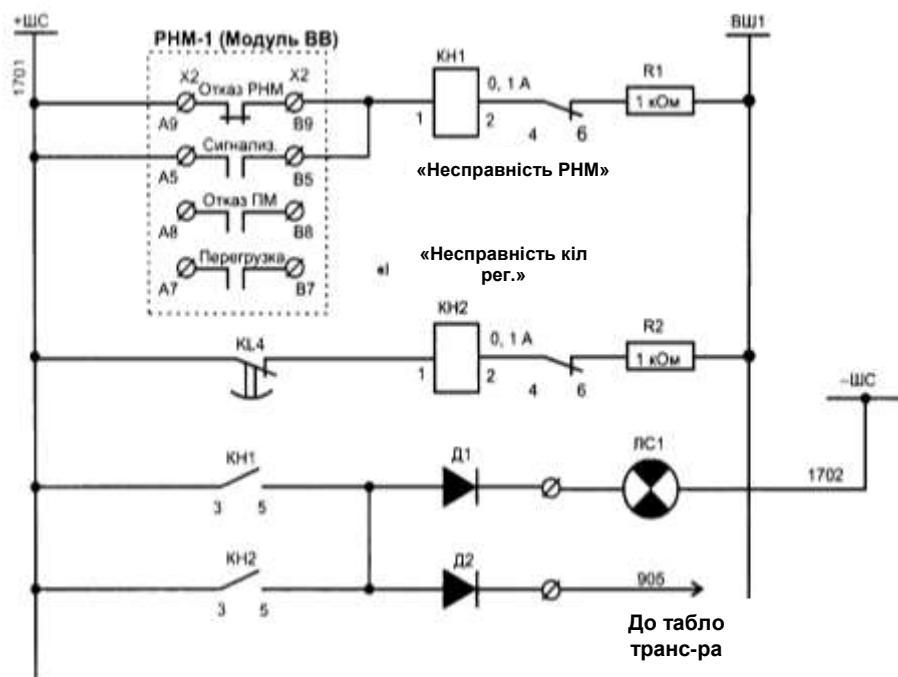


Рис. 12.20. Схема підключення кіл сигналізації.

Розділ 13. ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ТА ЗАХИСТ ВІД НИХ

13.1 Захист трансформаторних підстанцій від перенапруг

Класифікація перенапруг. Однією з основних причин виникнення аварійних режимів в електричних установках є ненормальні короточасні збільшення напруги, які називаються перенапругами. Перенапруги бувають внутрішнього та зовнішнього походження.

Перенапруги внутрішнього походження (комутаційні) виникають внаслідок перехідних процесів при нормальних вмиканнях і вимиканнях, аварійних замиканнях фази, к.з., обривах проводів.

Перенапруги зовнішнього походження (атмосферні) являють собою результат впливу на електричні установки атмосферної електрики. Такі перенапруги виникають внаслідок прямих грозових розрядів чи напруг, індукованих в елементах установки при грозових розрядах поблизу неї. Крім того, вони можуть бути наслідком дії магнітного поля грозового розряду.

Атмосферні перенапруги частіше за все спостерігаються в проводах повітряних ліній. Найбільш небезпечні прямі удари блискавки в електроустановки.

Перенапруги, що виникають на одному з елементів електроустановки, не локалізуються на ньому, а розповсюджується по іншим елементам, електрично пов'язаних з місцем виникнення пошкодження. При цьому порушення електричної міцності ізоляції та аварія можливі не там, де виникла перенапруга, а в будь-якому іншому елементі установки, ізоляція якого має менший запас електричної міцності. Часто послабленою може виявитись ізоляція елемента, більш важливого з точки зору забезпечення надійності електропостачання і більш цінного, наприклад трансформатора чи генератора. Пошкодження ізоляції апаратів – незворотній процес (подальше їх використання неможливе).

Більшість перенапруг внутрішнього походження являють собою

високочастотні швидкозатухаючі коливання (рис.13.1, а, б), частота яких в десятки і сотні разів більша, ніж частота нормального режиму.

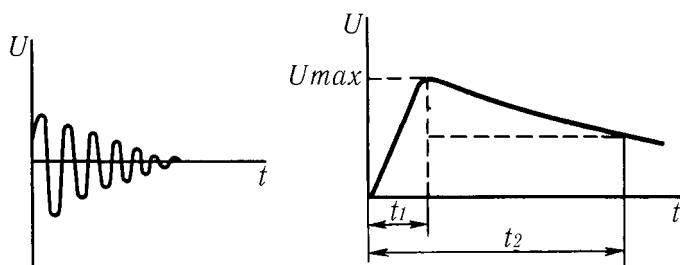


Рис.13.1. Види перенапруги:
а – внутрішні; б – зовнішні
(атмосферні).

Атмосферні перенапруги зазвичай мають форму аперіодичного імпульсу (хвилі), при якому потенціал на даному елементі установки спочатку швидко зростає від нормального значення до деякого максимуму U_{max} – амплітуди перенапруги, а потім порівняно повільно зменшується до нормального значення. Час t_1 , з якого потенціал збільшується до амплітуди U_{max} , називається фронтом хвилі (імпульсу), а час t_2 з початку процесу до моменту, коли потенціал на спадаючій частині імпульсу досягає рівня 50% амплітуди – її довжиною.

Грозозахист електричних установок. Захист електричних установок включає захист їх елементів від ураження прямими ударами блискавки і захист ізоляції від перекриття та пробоїв внаслідок високих перенапруг. Крім цього, необхідний захист трансформаторів і машин від хвиль, набігаючих з ПЛ, а також від переходів імпульсних перекриттів ізоляції елементів установки в стійку електричну дугу.

Особливо важливо захищати людей і тварин від уражень перенапругами в мережах споживачів під дією атмосферних перенапруг, і від пожеж в результаті пошкодження перенапругами ізоляції мережі чи від іскор розрядів.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів, тобто добре заземлених провідників, розташованих вище, ніж елементи електричної установки, що захищаються. При достатній кількості і належному розташуванні блискавковідводів над розміщеними будівлями всі розряди блискавки будуть влучати в ці блискавкозахисні пристрої.

Для захисту об'єктів невеликої довжини, наприклад, відкритих підстанцій, будівель, використовують стержньові блискавковідводи, що розміщуються на

конструкціях будівлі чи окремо від них, а для захисту об'єктів більшої довжини: лінії електропередач, підстанції, що займають великі території – блискавковідводи у вигляді заземлених тросів, закріплених на опорах і натягнутих над об'єктами захисту на відповідній висоті.

При ударі блискавки в блискавковідводи напруга в місці розряду може викликати пошкодження будь-якої ізоляції, тому крім установки блискавковідводів необхідно виконувати їх заземлення через малий опір.

Такі заземлення роблять на стержневих блискавковідводах. Їх можна встановлювати і на тросових блискавковідводах великої довжини, але не на кожній опорі. Тому для захисту від вторинних перекриттів необхідно посилювати ізоляцію чи встановлювати спеціальну грозозахисну апаратуру.

Грозозахисна апаратура. Спеціальну грозозахисну апаратуру застосовують для захисту апаратів трансформаторів і машин від атмосферних перенапруг.

Грозозахисні апарати повинні спрацювати і відвести хвилю атмосферної перенапруги в землю раніше, ніж на ізоляції, що захищається, перенапруга досягне небезпечного значення, а потім погасити електричну дугу швидше, ніж спрацює релейний захист чи запобіжники.

Найпростішим грозозахисним апаратом є іскровий проміжок, який встановлюється перед апаратом, що захищається. Один з електродів проміжку приєднують до фазного проводу, а інший заземлюють. Захисні проміжки виконують у вигляді рiг з електродами із круглої сталі діаметром не менше 10 мм.

Самогасіння електричної дуги в проміжку відбувається тільки тоді, коли струм невеликий. Якщо захисний проміжок не забезпечує надійної роботи грозозахисту і не гасить електричної дуги, то застосовують розрядники.

Основним елементом розрядника є іскровий проміжок. Вольт-секундна характеристика цього проміжку (рис. 13.2, крива 2,) повинна лежати нижче, ніж характеристика обладнання, що захищається (рис.13.2, крива 1).

Одним із радикальних заходів, які дозволяють знизити перенапругу, є

застосування розрядників, які приєднується між вводами обладнання і землею.

При появі перенапруги проміжок повинен пробитися раніше, ніж ізоляція обладнання що захищається. Після пробою лінія заземлюється через опір розрядника або накоротко. При цьому напруга на лінії визначається струмом I , що проходить через розрядник, опорами розрядника і заземлення R_z . Чим менший цей опір, тим краще обмежується перенапруга, оскільки при цьому більша різниця між можливою (рис.13.2, крива 4) та обмеженою розрядником перенапругою (рис.13.2, крива 3).

Напруга на розряднику при протіканні імпульсного струму даної величини і форми називається *залишковою напругою*. Чим менша ця напруга, тим краща якість розрядки.

Після того, як імпульсний струм проходить через розрядник, іскровий проміжок стає іонізованим і він легко пробивається номінальною фазною напругою. Виникає коротке замикання на землю і через розрядник протікає струм промислової частоти, який називається *супроводжувачим*. В зв'язку із зміною режиму роботи установки супроводжувачий струм може змінюватись в широких межах.

Щоб запобігти вимкненню обладнання релейним захистом, цей струм повинен бути вимкнтий розрядником за максимально короткий час (напівперіод промислової частоти).

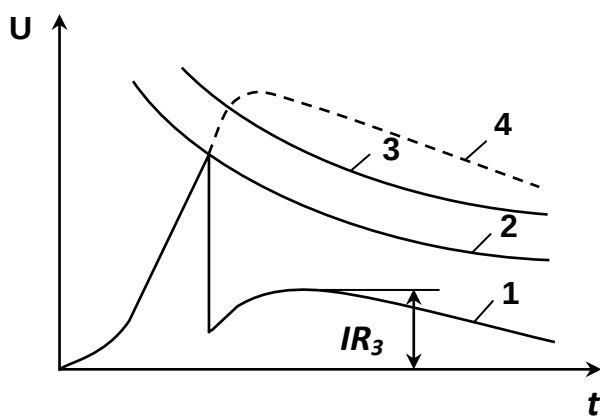


Рис.13.2. Узгодження характеристик розрядника та обладнання, що захищається.

Розрядники повинні відповідати наступним основним вимогам.

1. Вольт-секундна характеристика

розрядника повинна розміщуватись нижче, ніж характеристика об'єкту, що захищається. Характеристика розрядника повинна бути за можливістю рівномірною (пологою).

2. Іскровий проміжок розрядника повинен мати визначену гарантовану електричну міцність при промисловій частоті (50 Гц) і при імпульсах. Вентильний розрядник, призначений для захисту від атмосферних перенапруг, не повинен спрацьовувати при внутрішніх перенапругах.

3. Залишкова напруга на розряднику, що характеризує його обмежуючу здатність, не повинна перевищувати величин, які небезпечні для ізоляції обладнання.

4. Супроводжуючий струм частотою 50 Гц повинен вимикатися за малий час в можливо широкому діапазоні струмів.

5. Розрядник повинен мати велику кількість спрацювань без проведення нагляду і ремонту.

Вентильні розрядники є більш досконалішими грозозахисними апаратами і складаються з декількох включених послідовно іскрових проміжків та спеціальних керамічних дисків, опір яких залежить від протікаючого струму. Ці опори виготовляють із карборунду певної марки віліту, зв'язаного в спеціальні керамічні диски з рідкого скла. Корпуси розрядників виконуються з фарфору. При використанні в розрядниках віліту зберігаються низька залишкова напруга при більших струмах і перенапругах та мале значення струму.

Розрядники розміщують як найближче до устаткування. Для більш високих напруг в них використовують магнітне дуття. Кількість керамічних дисків і послідовно ввімкнутих іскрових проміжків зростає із збільшенням робочої напруги мережі.

Для напруг 10–35 кВ випускають розрядники РВО (рис.13.3), а для вищих напруг – РВМ, РВМГ, РВМКП.

Вентильні розрядники РВО встановлюють так, щоб їх нижній цоколь знаходився на висоті не менше 2,5 м від землі чи вертикально в спеціальних огорожених комірках з дотриманням відстані між фазами і до заземлених частин підстанції згідно вимог ПУЕ.

Обмежувачі перенапруг. Обмежувачі перенапруг застосовуються для захисту мереж змінного струму, трансформаторів, розподільних пристроїв від

атмосферних та комутаційних перенапруг.

Обмежувачі перенапруг типу MWK з металооксидним опором конструкції АВВ без іскрових проміжків для внутрішнього та зовнішнього встановлення поступово впроваджуються в електроустановках енергетичних підприємств України.

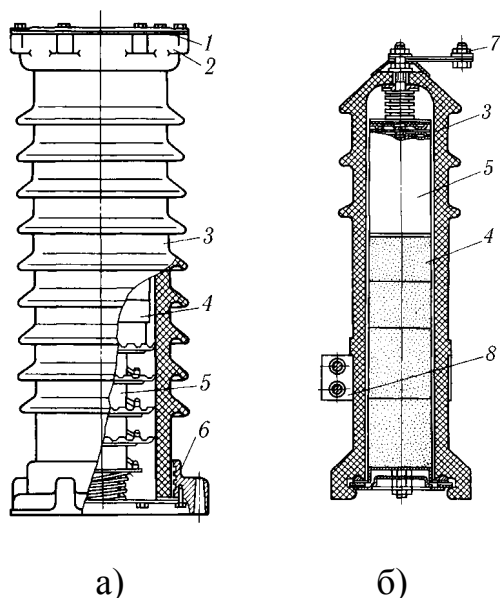


Рис.13.3. Вентильні розрядники: а – РВО–35; б – РВО–10: 1 – верхня кришка; 2, 6 – верхній та нижній фланці; 3 – фарфоровий корпус; 4 – блок робочих опорів; 5 – комплект іскрових проміжків; контактний болт для приєднання струмопроводу; 8 – хомут кріплення.



Рис.13.4. Обмежувачі перенапруги серії TEL.

Перевага цих пристроїв обумовлюється великою захисною зоною, стабільністю характеристик, стійкістю до умов зовнішнього середовища та

старіння (5000-й годинний цикл), не потребують обслуговування. Обмежувачі перенапруг серії TEL виготовляються на напругу до 220 кВ з робочими струмами до 10 кА (рис.13.4).

Вибір обмежувачів перенапруги для РП 10 кВ

1. Найбільша допустима напруга ОПН $U_{нд}$ повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі $U_{н.р.}$.

$$U_{нд} > U_{н.р.} \quad (13.1)$$

У мережах з ізолюваною нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів за найбільше значення напруги приймається лінійна напруга мережі.

Для забезпечення найкращих показників захищеності в мережах різного виконання “Таврида Електрик” випускає обмежувачі перенапруг з набором $U_{нд}$ на кожен клас напруги, (див. табл. 13.1).

Таблиця 13.1

Найбільша допустима напруга ОПН

Клас напруги мережі	Найбільша допустима напруга ОПН
3	4,0
6	6,0; 6,6; 6,9; 7,6.
10	10,5; 11,5; 12,0; 12,7.
27	30,0; 33,0.
35	40,5; 42,0.
110	56,0; 66,0; 73,0; 77,0; 84,0.
220	146,0; 154,0; 168,0.

2. Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимального значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час t :

$$T \cdot U_{нд} > U_{пер}, \quad (13.2)$$

де $U_{пер}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі);

T – кратність перенапруги.

Для систем електропостачання приймаються наступні дані для визначення $U_{\text{ПЕР}}$: імовірність появи внутрішніх перенапруг 10 % (рис.13.6), відношення I_a/I_c складає – 0,5.

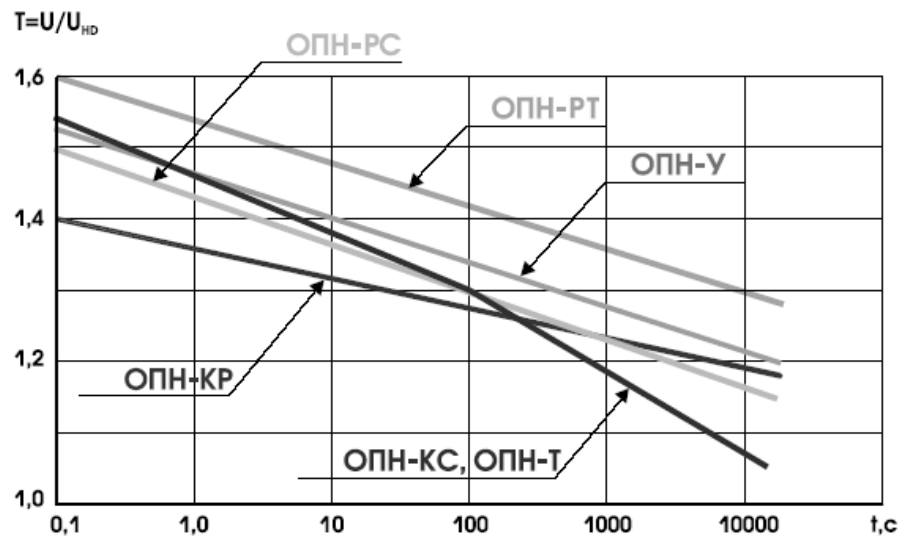


Рис.13.5. Допустимий час прикладення напруги промислової частоти

Відповідно до рис.13.6, 13.7 величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{\text{ПЕР}} = 2,6 \cdot U_{\phi} = 2,6 \cdot 5,78 = 15,0 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги T буде (відповідно до табл.13.2):

$$T = 15,0/10,5 = 1,4; \quad T = 15,028/11,5 = 1,3; \quad T = 15,0/12 = 1,25; \quad T = 15,0/12,7 = 1,18.$$

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у СЕП складає $t = 1 \dots 2$ с. Із рис.13.5 видно, що для умови $T \cdot U_{\text{н.д.}} > U_{\text{ПЕР}}$ підходять всі розрядники, окрім ОПН – КР.

3. Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{\text{гр}}$

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{ВИП}} - U_{\text{ЗАЛ}}) / U_{\text{ЗАЛ}} > (0,2 - 0,25), \quad (13.3)$$

де $U_{\text{ВИП}}$ – рівень грозового випробувального імпульсу;

$U_{\text{ЗАЛ}}$ – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі;

(0,2 – 0,25) – координаційний інтервал.

Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні в порівнянні з залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20...25 % нижчим випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу (табл.13.2).

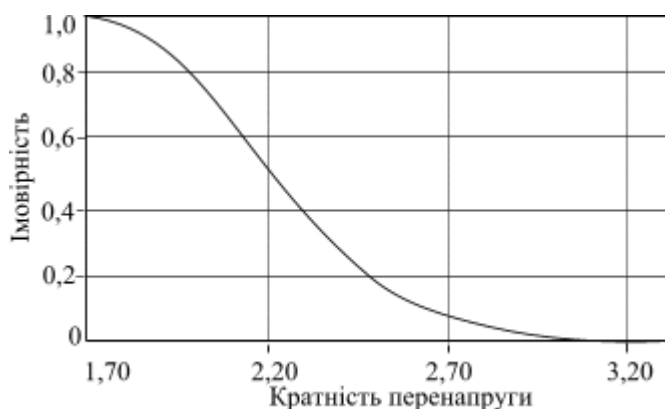


Рис.13.6. Ймовірність появи перенапруги певної кратності.

Таблиця 13.2

**Нормовані випробувальні напруги грозових імпульсів
електроустаткування з нормальною ізоляцією (максимальна напруга)**

Клас напруги електрообладнання, кВ	Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції, кВ								
	Повний імпульс					Зрізаний імпульс			
	Силові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, струмообмежуючі і	Трансформатори струму і апарати	Конденсатори зв'язку	Силові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, трансформатори струму, струмообмежуючі і	Конденсатори зв'язку
3	44	44	44	42	–	50	50	50	–
6	60	60	60	57	–	70	70	70	–
10	80	80	80	75	–	90	90	90	–
15	108	108	108	100	–	120	120	120	–
20	130	130	130	120	–	150	150	150	–
24	150	–	150	140	–	170	–	170	–
27	170	–	170	160	–	195	–	200	–
35	200	200	200	185	195	225	225	230	240

Для оцінки напруги, що залишається на ОПН можна скористатися $U_{ост}$ при номінальному розрядному струмі табл.13.3).

Таблиця 13.3

Залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі

Тип ОПН	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі, кВ
ОПН – РС	6	7,6	25,7
	10	12,7	42,8
	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		6,9	22,0
		10,5	34,0
ОПН – КР	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		6,9	22,0
	10	10,5	34,0
		11,5	37,0
		12,0	18,5
ОПН – КС	6	6,0	21,5
		6,9	33,0
	10	10,5	35,8
		11,5	18,5
ОПН – Т	6	6,0	21,5
		6,9	23,6
		7,6	33,0
	10	10,5	35,8
		11,5	97,0
ОПН – У	27	30,0	107,0
		33,0	122,0
	35	38,5	128,0
		40,5	133,0
		42,0	

Визначення координаційного інтервалу проводять за виразом (13.3). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням $U_{нд}$.

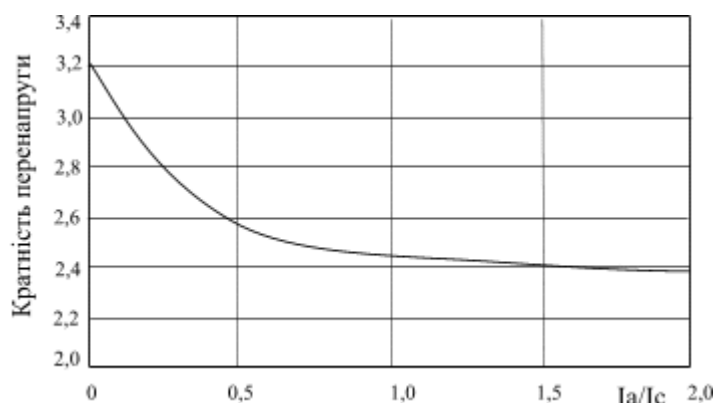


Рис.13.7.Залежність дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю.

$U_{\text{випр}}=80$ кВ (табл.13.2). $U_{\text{ост}}=42,8$ кВ – для ОПН – РС – ($U_{\text{нд}} = 12,7$ кВ).

$U_{\text{ост}}=33$ кВ – для ОПН – КС – ($U_{\text{нд}} = 10,5$ кВ).

$A_{\text{гр}}$ (для ОПН – РС) = $(80-42,8)/42,8=0,87>(0,2\dots0,25)$ – умова виконується.

$A_{\text{гр}}$ (для ОПН – КС) = $(80-33)/33=1,42>(0,2\dots0,25)$ – умова виконується.

4. Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{ост}} > (0,15-0,25), \quad (13.4)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустимий рівень внутрішніх перенапруг;

$U_{\text{ост}}$ – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

Для захисту трансформатора з нормальною ізоляцією (табл.13.4, $U_{\text{ном}}=10$ КВ) $U_{\text{доп}}=57,9$ кВ.

Таблиця 13.4

**Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування
6 – 35 кВ з нормальною ізоляцією**

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	15	20	35
$U_{\text{н.роб.}}$, кВ	7,2	12	17,5	23	40,5
$U_{\text{исп}}$, кВ	25	35	45	55	85
$U_{\text{доп}}$,кВ	41,5	57,9	74,5	91	140,6
$K_{\text{доп}}$	7,0	5,9	5,2	4,6	4,3

Для захисту трансформатора з полегшеною ізоляцією (табл.13.5, $U_{\text{ном}}=10$ кВ) $U_{\text{доп}}=39,7$ кВ.

Таблиця 13.5

Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування

6 – 35 кВ з полегшеною ізоляцією

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	6	10	15	20
$U_{\text{н.роб.}}, \text{кВ}$	7,2	12	17,5	23
$U_{\text{исп}}, \text{кВ}$	16	24	37	50
$U_{\text{доп}}, \text{кВ}$	26,5	39,7	61,2	82,7
$K_{\text{доп}}$	4,5	4,1	4,3	4,2

Із табл.13.3:

$U_{\text{ост}}=42,8$ кВ – для ОПН–РС – ($U_{\text{нд}}=12,7$ кВ).

$U_{\text{ост}}=33$ кВ – для ОПН–КС – ($U_{\text{нд}}=10,5$ кВ).

Тоді

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – РС}) = (57,9-42,8)/42,8=0,35 > (0,15 \dots 0,25)$ – умова виконується.

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – КС}) = (39,7-33)/33=0,20 > (0,15 \dots 0,25)$ – умова виконується.

5. Умова вибухонебезпечності ОПН

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} < I_{\text{вз.без}} = I_{\text{ном}}. \quad (13.5)$$

Для ОПН–РС – $I_{\text{ном}}=5$ кА, ОПН–КС – $I_{\text{ном}}=10$ кА.

13.2 Блискавкозахист підстанцій

Для захисту будівель від прямих ударів блискавки застосовуються **стержневі** та **тросові** блискавковідводи: перші – для зосереджених об'єктів, другий – для об'єктів, що мають значну протяжність.

Стержневий блискавковідвід (рис. 13.8) складається з блискавкоприймача 1, що сприймає грозовий розряд, струмовідводу, яким в залізобетонних конструкціях є стальна арматура стійки, а в металевих – сама несуча конструкція 2 та заземлювача. Для приєднання блискавковідвода до

заземлювача на відстані 2,5 – 3 м від нижнього кінця стійки робиться металевий відвід 3, приварений до металевого каркасу стійки.

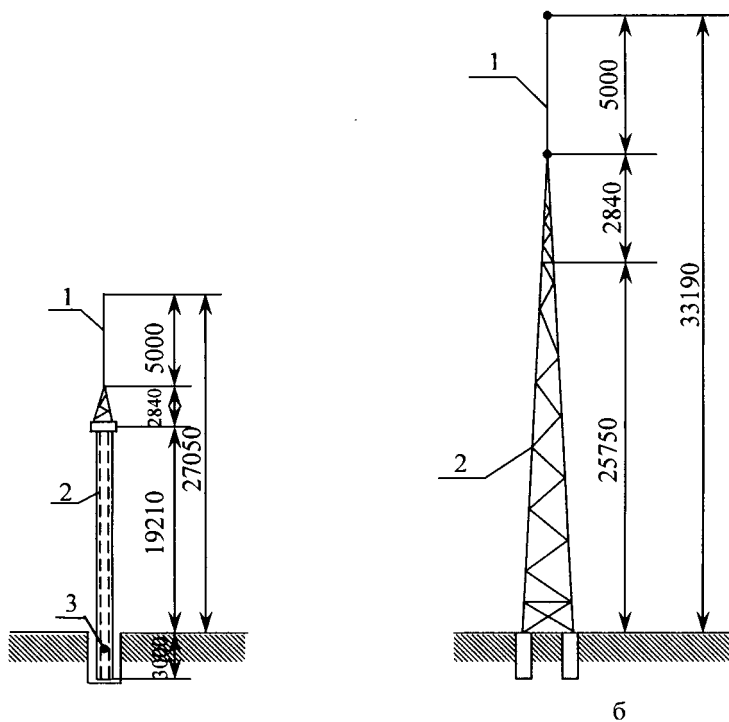


Рис. 13.8. Конструкція стержневих блискавковідводів: а – на залізобетонній опорі; б – на металевій опорі.

Для надійного захисту споруд від безпосереднього удару блискавки необхідно забезпечити не лише достатнє перевищення

блискавковідводу над захищеним об'єктом але й належне його заземлення, що виключає появу надмірно високих потенціалів на заземлювачі.

Блискавковідводи сприймають удари блискавки у визначеній зоні на себе та відводять струм блискавки в землю. Над блискавковідводом висотою h існує зона у вигляді перевернутого конуса з радіусом $r=3,5h$ в основі, з якої всі розряди збирає на себе блискавковідвід (рис.13.9). Ця зона називається зоною стопроцентного ураження стержневого блискавковідводу.

Навколо блискавковідводу є також зона, що не вражається розрядами. Ця зона захищається блискавковідводом висотою h . Мінімальна відстань від вертикалі ВС, що дорівнює $r_0=3,5h$, називається радіусом зони захисту блискавковідводу на рівні землі. Усяка споруда, що знаходиться в цій зоні захищається від прямих ударів блискавки.

Для захисту від прямих ударів блискавки в залежності від площі та довжини захищеного об'єкта встановлюють один, два і більше стержневих блискавковідводів. Блискавковідвід повинен здійматися над захищеним об'єктом, що має висоту h_x (рис.13.9,б), на певну висоту, названу **активною h_a** .

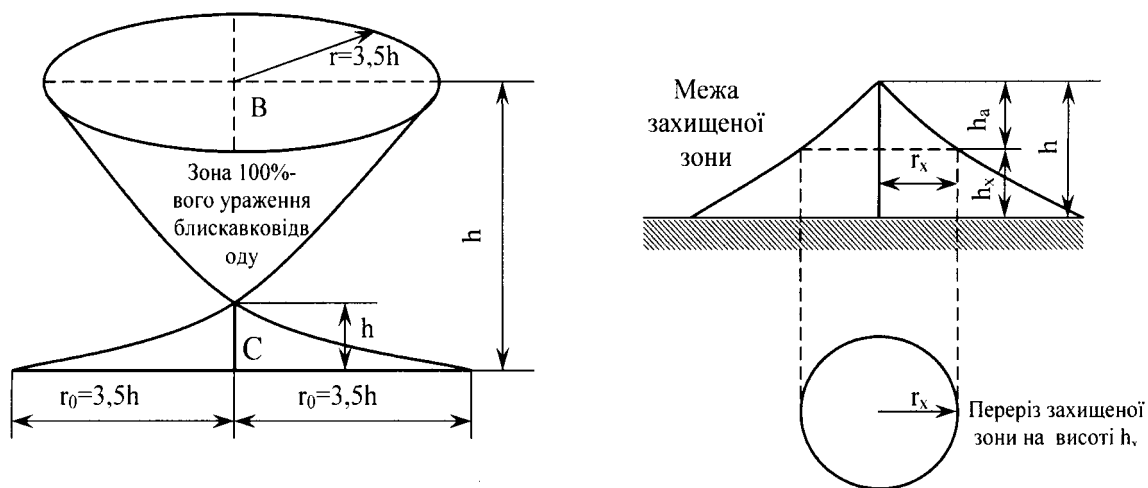


Рис. 13.9. Характерні зони одиночного стержневого блискавковідводу: а – зона 100-% ураження; б – зона захисту.

Повна висота блискавковідводу дорівнює:

$$h = h_x + h_a. \quad (13.6)$$

Величина r_x (рис.13.9,б) називається радіусом зони захисту блискавковідводу на висоті h_x , тобто на висоті захищеного об'єкта.

Зона захисту одиночного стержневого блискавковідводу. Радіус зони захисту r_x на будь-якому рівні h_x від поверхні землі на місці установки блискавковідводу обчислюється за формулою:

$$r_x = 1,6h \frac{h - h_x}{h + h_x} p, \quad (13.7)$$

де p – коефіцієнт, що залежить від висоти блискавковідводу.

Для блискавковідводів висотою до 30 м коефіцієнт p дорівнює одиниці, а у блискавковідводів висотою більше 30 м ефективність захисту знижується. Тому для визначення радіуса зони захисту блискавковідводів висотою більше 30 м коефіцієнт $p = 5,5/\sqrt{h}$.

Якщо у вихідних даних відома висота даного блискавковідводу h , то значення коефіцієнта p визначається однозначно. У більшості випадків відомі значення висоти об'єкта h_x та відстань r_x від місця установки блискавковідводу до найбільш віддаленої точки захищеного об'єкта. Якщо точка, наприклад C , з

відомими координатами $C(r_x, h_x)$ потрапляє досередини зони, обмеженої трикутником OAB зі сторонами $OA=h=30\text{м}$; $OB=r_0=1,6h$ та AB , коефіцієнт p приймається таким що дорівнює одиниці ($p=1$), тобто необхідна висота блискавковідводу $h<30\text{м}$ (рис.13.10).

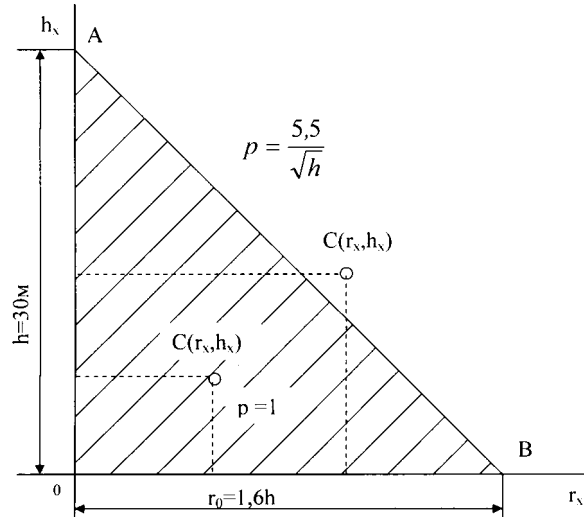


Рис. 13.10. Визначення коефіцієнту p .

Якщо ця точка виявиться за межами цієї зони, коефіцієнт p приймається таким, що дорівнює $p=5,5/\sqrt{h}$ і для захисту даного об'єкта необхідна установка блискавковідводу висотою більше 30м.

У практиці відомий скорочений метод побудови контурів захисної зони одиничного стержневого блискавковідводу (рис.13.11,а), в якому криволінійна межа зони замінюється прямими відрізками. При цьому необхідно враховувати, що у блискавковідводах висотою більше 60 м вражається блискавкою не тільки його верхівка, але і бічні частини на деякій відстані від верхівки вниз. Тому захисна зона блискавковідводів обмежується висотою $h_0=0,92h$. Радіус основи r_0 приймається таким, що дорівнює $r_0=1,5h$.

Тоді із побудови (рис. 13.11,а) виходить:

$$\frac{r_x}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{h_0}. \quad (13.8)$$

Ураховуючи, що $r_0=1,5 \cdot h$, $h_0=0,92 \cdot h$ із (13.8) одержимо:

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (13.9)$$

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}. \quad (13.10)$$

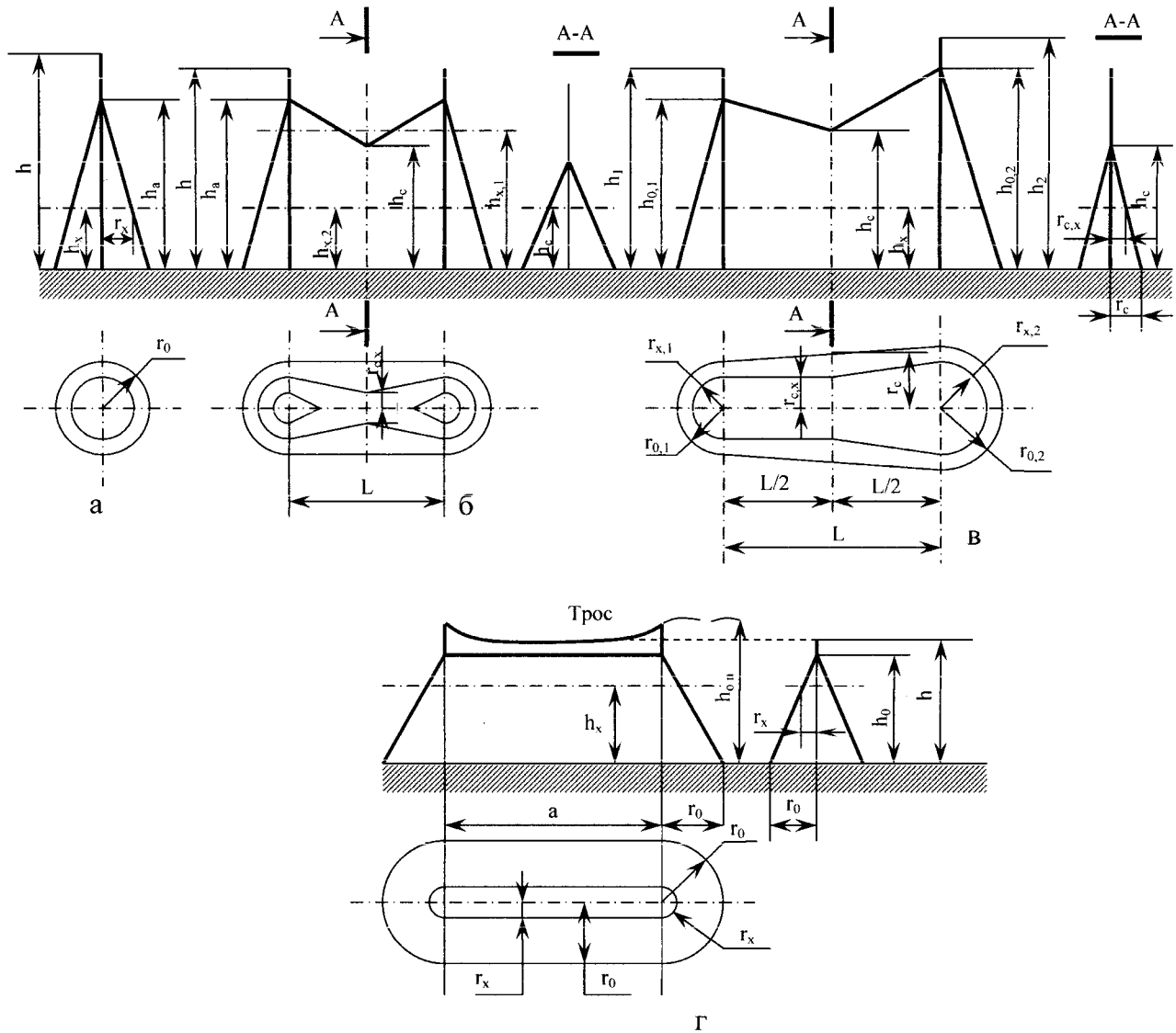


Рис. 13.11. Зони захисту блискавковідводів: а – одиночного стержневого; б – подвійного стержневого; в – двох стержневих різної висоти; одиночного тросового.

Розрахункові формули параметрів для побудови зони захисту одиничного блискавковідводу зведені в табл.13.6.

Зона захисту двох стержневих блискавковідводів. Якщо зона захисту одного блискавковідводу не охоплює всього обладнання, яке потрібно

захистити, захист виконують двома і більше стержневими блискавковідводами.

Зона, яка захищена двома блискавковідводами однакової висоти на рівні h_x , являє собою симетричну фігуру обмежену двома дугами кола та чотирма ділянками прямих (рис.13.11,б). Відстань між центрами окружностей дорівнює відстані між осями блискавковідводів L , а радіуси окружностей r_x визначається так само, як для одиничного блискавковідводу. Розрахункові формули для визначення розміру найвужчої частини захищеної зони $2r_{cx}$ та інших параметрів для побудови зони захисту подвійного стержневого блискавковідводу наведені в табл.13.6. Графічна побудова зони захисту показана на рис.13.11,б.

Таблиця 13.6

Розрахунок параметрів захисних зон блискавковідводів

Тип	Розрахункова висота блискавковідводу	Зона захисту зі ступенем надійності 95%
Одиничний стержневий	$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}$	$h_0 = 0,92h$; $r_0 = 1,5h$; $r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right)$
Подвійний стержневий	$h = \frac{h_c + 0,14L}{1,13}$	$L \leq 1,5h$; $h_c = h_0$; $r_{cx} = r_x$; $r_c = r_0$; при $5h > L > 1,5h$ $\begin{cases} h_c = h_0 - 0,14(L - 1,5h), & r_c = r_0 \\ r_{cx} = r_0 \frac{h_c + h_x}{h_c} \end{cases}$
Два стержневих різної висоти	-	$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}$; $h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2}$; $r_{cx} = r_c \frac{h_c - h_x}{h_c}$, r_{01}, r_{02}, h_{c1}, h_{c2} – як для одиничного блискавковідводу
Одиничний тросовий	$h = \frac{r_x + 1,85h_x}{1,7}$	$h_0 = 0,92h$; $r_0 = 1,7h$; $r_x = 1,7 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right)$

Примітки: 1. Якщо стержневі блискавковідводи знаходяться на відстані $L \geq 5h$, то їх треба розглядати як одиничні.

2. Зона захисту багатократного стержневого блискавковідводу однакової висоти визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх стержневих блискавковідводів.

Якщо грозозахисний пристрій з двома стержневими блискавковідводами має стержні різної висоти, розміри зовнішньої частини захищеної зони визначають як для одиничних блискавковідводів.

Принцип побудови захисної зони для даного випадку зрозумілий з рис.13.11,в, а розрахункові формули необхідних параметрів наведені в табл.13.6.

Зона захисту багатократних блискавковідводів. Для захисту від прямих ударів блискавки значних територій застосовують багаторазовий стержневий блискавковідвід, тобто кілька стержневих блискавковідводів, розташованих на певній відстані один від одного (рис.13.12).

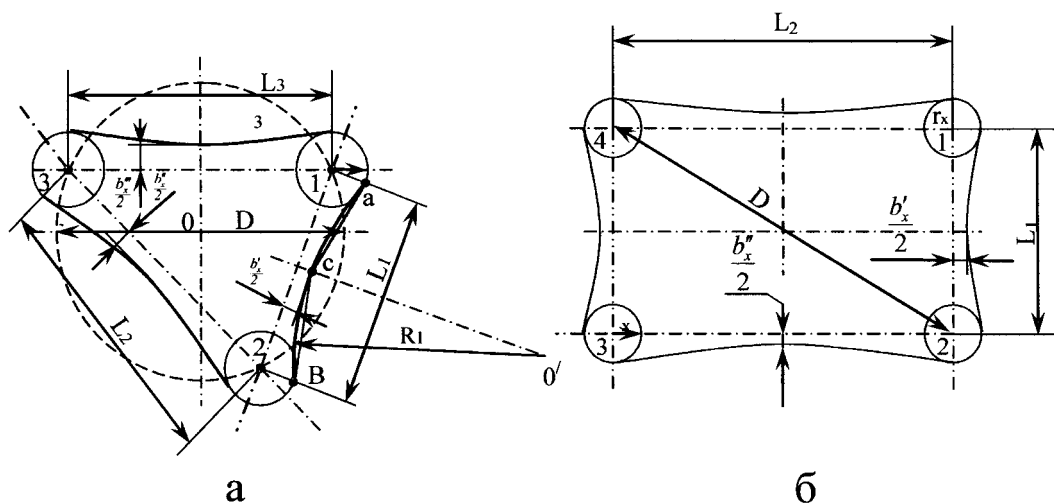


Рис.13.12. Зони захисту багаторазових блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перетині на рівні h_x : а – трьох стержневих; б – чотирьох стержневих; 1, 2, 3, 4 – блискавковідводи.

Зона захисту трьох стержневих блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перерізі на рівні h_x показана на рис. 13.12,а. Радіус зони захисту r_x для кожного блискавковідводу визначається так само, як і для одиничного блискавковідводу за формулою (13.7). Розміри b_{xi} знаходять за кривими (рис.13.13) таким чином.

Підраховують відношення L_i/h_a та h_x/h . Із співвідношення h_x/h визначаємо

$h_x = A \cdot h$. До абсциси в точці L_i/h_a встановлюємо перпендикуляр до перетину з кривою $h_x = A \cdot h$. Із точки перетину проводиться паралельно осі абсцис лінія до перетину з ординатою на якій визначається значення $b_{xi}/(2h_a) = B_i$. Звідси знаходиться значення $b_{xi}/2 = B_i \cdot h_a$.

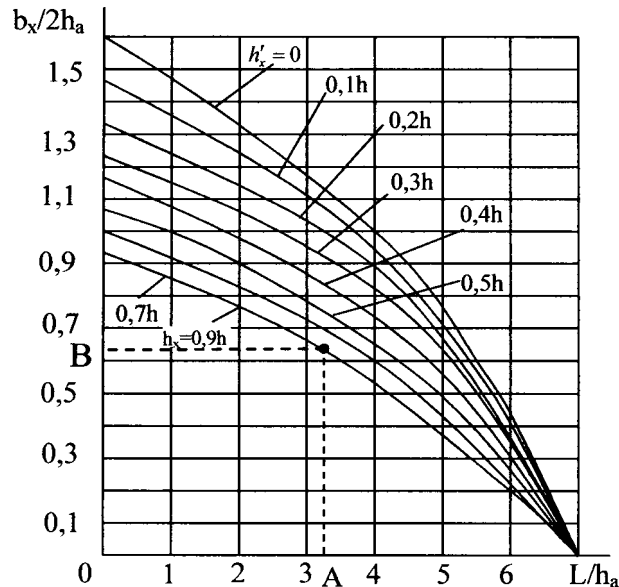


Рис.13.13. Значення найменшої зони захисту в двох стержневих блискавковідводах висотою до 30 м для $L/h_a = 0-7$.

Встановлюючи перпендикуляр із середини відповідного відрізка L_i (L_1-L_3) висотою $b_{xi}/2$, одержимо точку c (рис.13.12,а) перетину двох прямих, що з'єднують дуги кіл є точки перетину радіусів r_{xi} відповідних захисних зон, перпендикулярних осі L_i , яка з'єднує центри цих кіл.

При більш точній побудові відрізки прямих замінюються дугою кола, наприклад радіуса $R1$, центр якого знаходиться у точці O' на перетині перпендикулярів, поставлених у середині осі L_1 , що з'єднує центри кіл двох суміжних блискавковідводів та середин відрізків ac і bc . При цьому радіус $R1$ буде дорівнювати довжині відрізка $O'c$ чи $R \approx 0,942L$. Побудова зони захисту для чотирьох блискавковідводів аналогічна.

Для перевірки захищеності обладнання, що знаходиться в середині зони захисту, через точки 1, 2 і 3 розташування блискавковідводів проводять окружність діаметром D . Умовою наявності зони захисту внутрішнього

простору між блискавковідводами є нерівності:

- при висоті блискавковідводів $h \leq 30\text{м}$

$$D \leq 8h_a, \quad (13.11)$$

- при висоті блискавковідводів $h > 30\text{м}$

$$D \leq 8 \frac{5,5}{\sqrt{h}} h_a. \quad (13.12)$$

Для чотиристержневого блискавковідводу D приймається таким, що дорівнює найбільшій діагоналі багатокутника (рис.13.12,б).

Зона захисту тросових блискавковідводів. Основними протяжними об'єктами в системах сільського електропостачання є лінії електропередач і підходи до підстанцій та електростанцій.

Зона захисту тросового блискавковідводу в поперечному перерізі має такі ж контури, як і одиничного стержневого блискавковідводу. Принцип побудови захисної зони легко вияснимо з рис.13.11,г. Розрахункові формули параметрів захисної зони наведені в табл.13.6. У даному випадку h_x відповідає висоті підвісу провoda, а h – висоті підвісу троса, a – відстань між опорами.

Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу показана на рис.13.14,а,б. Зовнішні контури зон захисту визначаються так само, як і для одиничного.

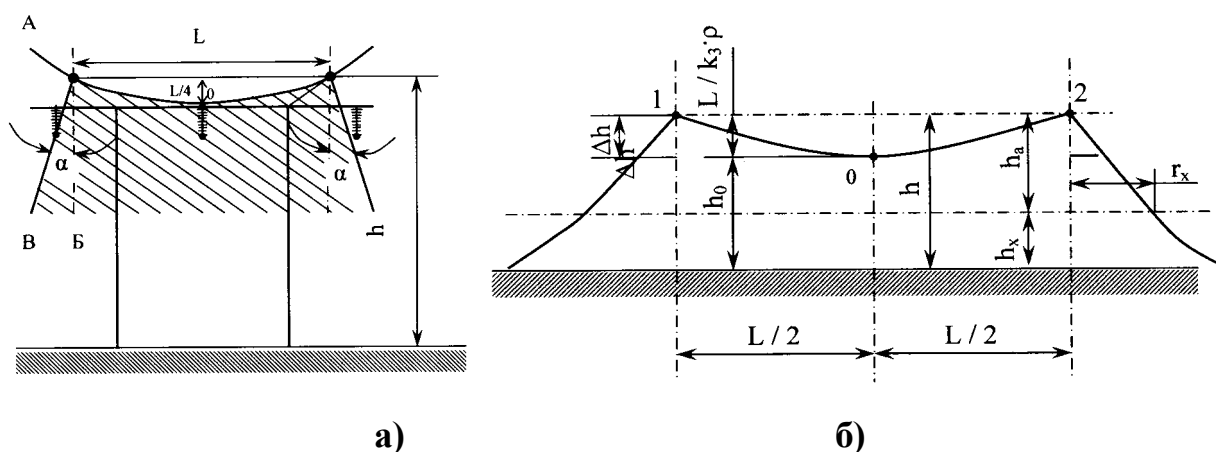


Рис.13.14. Зона захисту двох тросових блискавковідводів: а – захисний кут α ; б – вертикальний переріз зони захисту.

Зона захисту між тросами обмежується дугою кола, що проходить через

тросові блискавковідводи та серединну точку між блискавковідводами O , яка знаходиться на висоті

$$h_o = h - L/k_3, \quad (13.13)$$

де L – відстань між тросовими блискавковідводами;

k_3 – коефіцієнт, який залежить від допустимої імовірності прориву блискавки до зони захисту; при імовірності прориву не більше 0,01 $k_3=5$; при імовірності прориву не більше 0,001 $k_3=3$.

Розглядаючи умови захисту зовнішніх проводів (чи проводу при одному тросі) звичайно користуються поняттям не зони захисту, а *кута захисту* α , що утворюється прямовисною лінією від троса до землі АБ та лінією, що з'єднує трос з проводом АВ (рис. 13.14,а). Чим менший кут захисту α , тим надійніше захищається провід від ураження блискавкою. Із збільшенням кута захисту α та висоти опор h імовірність прориву блискавки збільшується.

Зв'язок захисного кута α , з радіусом захисту r_x та активною висотою h_a встановлюється співвідношенням:

$$\frac{r_x}{h_x} = \operatorname{tg} \alpha, \quad (13.14)$$

Оцінка умов захисту проводу, розташованого між двома тросовими блискавковідводами, проводиться співвідношенням:

$$h_a \geq L/k_3. \quad (13.15)$$

Більш детально про будову захисних зон для різних блискавковідводів можна знайти у тематичній літературі.

Кількість проривів блискавки β на рік на захищені споруди в зоні захисту визначається виразом:

$$\beta = \psi \cdot N, \quad (13.16)$$

де ψ – імовірність проривів блискавки до зони захисту; $\psi=0,01$ чи $0,001$ в залежності від значення об'єкта;

N – сумарна кількість ударів блискавки в блискавковідвід та захищену споруду на рік, уд/рік.

Надійність захисту від прямих ударів блискавки оцінюється кількістю років m її роботи без ураження захищеного обладнання:

$$m = 1/\beta. \quad (13.17)$$

Сумарна кількість ударів блискавки на рік N в різні споруди визначається за формулами табл.13.7.

Таблиця 13.7

Тип споруди	Розрахункова формула
1. Одиночний об'єкт що височить (в тому числі блискавковідвід)	$N = n \cdot T \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 10^{-6}$
2. Група об'єктів, що височить (група блискавковідводів). <i>Примітка: для будівлі довжиною $L(m)$, шириною $m(m)$, висотою $H(m)$</i>	$N = n \cdot T \cdot S \cdot 10^{-6}$ $S = (L + 7H)(m + 7H)$
3. Протяжний об'єкт (в тому числі тросовий блискавковідвід)	$N = 2 \cdot n \cdot T \cdot L \cdot R \cdot 10^{-6}$

де n – середня кількість ударів блискавки в ділянку земної поверхні площею 1км^2 за 1 годину грози в місці розташування захищеного об'єкта, уд/($\text{км}^2 \cdot \text{год}$); $n=0,06$ уд/($\text{км}^2 \cdot \text{год}$);

T – середня інтенсивність грозової діяльності для даної місцевості, год/рік, (за картою річної грозової тривалості (ПУЕ));

R – еквівалентний радіус кола, що описує площу, з якої блискавковідвід „збирає” блискавки, м; $R=3,5h$;

S – площа обмежена дугами кола радіуса R , описаними навколо кожного блискавковідводу, м^2 ;

L – довжина лінії, м.

У відповідності до ПУЕ (розділ „Захист від грозових перенапруг”) визначено перелік об'єктів підстанцій та заходів по їхньому захисту від прямих ударів блискавки (табл.13.8).

Необхідний ступінь захисту підстанції від прямих ударів блискавки забезпечується правильним вибором місця та належних умов установки

стержневих блискавковідводів, що також регламентовано ПУЕ. Перелік основних пунктів правил зведено в табл.13.9.

Таблиця 13.8.

Захист підстанцій від прямих ударів блискавки

Об'єкти, які захищаються	Захисні заходи
ВРП, у тому числі гнучкі мости та шинні зв'язки	Стержневі блискавковідводи
Будівлі машинного залу та ЗРП при кількості грозових годин на рік більше 20	1. Заземлення металевих та залізобетонних конструкцій покрівлі чи металевої покрівлі. 2. Стержневі блискавковідводи чи блискавкоприймальні сітки на дахах будівель при неможливості виконання п.1.
Димові труби: - металеві; - цегляні, бетонні та залізобетонні	Заземлення Стальний блискавковідвід та заземляючий спуск, що приєднується до заземлювача
Споруди трансформаторної вежі, олієгосподарства, нафтогосподарства, електролізної та ацетилено-генераторної станції	1. Окремо стоячий стержневий чи тросовий блискавковідвід. 2. Імпульсний опір кожного заземлювача не більше 10 Ом при $\rho < 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і не більше 40 Ом при $\rho \geq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. 3. Заземлення металевих корпусів.
Вугледробарки, вагоноперекидачі, резервуари з горючими рідинами чи газами, місця зберігання балонів з воднем	1. Блискавковідвід, установлений окремо чи на самій будівлі при товщині даху менше 4 мм. 2. Заземлення корпусу установки при: а) товщині металу даху менше 4 мм і більше; б) об'ємі ємності менше 200 м^3 незалежно від товщини металу даху.

Примітки - Допускається не захищати від прямих ударів блискавки:

а) ВРП 20-35 кВ з трансформаторами одиничної потужності 1000 кВ·А і менш незалежно від кількості грозових годин на рік;

б) ВРП 20-35 кВ у районі з кількістю грозових годин менше 20 на рік;

в) підстанції з напругою 220 кВ і нижче на ділянках з питомим опором ґрунту $2000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і більше при кількості грозових годин не більше 20 на рік;

г) будівлі ЗРП в районах з кількістю грозових годин на рік не менше 20.

Місце та умови установки стержневих блискавковідводів

Місце установки блискавковідводу	Умови установки блискавковідводу
1	2
Конструкції ВРП	У ВРП 35 – 150 кВ
Трансформаторні портали, портали шунтуючих реакторів та конструкції ВРП, віддалені від трансформаторів чи реакторів по магістралях заземлення менше 15м	1. Питомий опір ґрунту в межах контуру заземлення підстанції в грозовий сезон не більше 350 Ом·м 2. Безпосередньо на виводах обмоток 3 – 35 кВ трансформаторів чи на відстані не більше 5м від них по ошиновці, включаючи відгалуження до розрядників, повинні бути установлені вентильні розрядники. 3. Від порталу з блискавковідводом повинно забезпечуватися розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в трьох чотирьох напрямках. 4. На відстані 3–5 м від порталу з блискавковідводом на кожній магістралі заземлення повинно встановлюватися по 2–3 вертикальних електроди довжиною 3–5 м. 5. На підстанціях з вищою напругою 20 і 35 кВ, якщо блискавковідвод встановлено на трансформаторному порталі, опір заземляючого контура ВРП не повинен перевищувати 4 Ом (без урахування виносного заземлення). 6. Заземлюючі провідники вентильних розрядників та трансформаторів рекомендується приєднувати до заземлюючого пристрою підстанції поблизу один від одного чи виконувати так щоб місце приєднання вентильного розрядника до заземлюючого пристрою знаходилося між точками приєднання заземлюючих провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора

1	2
Окремо розташовані блискавковідводи з відокремленими заземлювачами	1. Якщо не можуть бути виконані умови установки блискавковідводу на конструкціях ВРП 2. Відстань S_z, м між відокремленим заземлювачем блискавковідводу та контуром ВРП повинно дорівнювати $S_z \geq 0,2R_i$, але не менше 3 м, де R_i – імпульсний опір заземлення, Ом, окремо розташованого блискавковідводу при імпульсному струмі 60 кА. 3. Відстань у повітрі S_n, м від окремо розташованого блискавковідводу з відокремленим заземлювачем до струмопровідних частин заземлених конструкцій та обладнання ВРП повинно дорівнювати $S_n \geq 0,12R_i + 0,1H$, але не менше 5 м, де H – висота даної точки блискавковідводу над рівнем землі, м 4. Опір заземлювача не більше 80 Ом

Примітки:

1. Не допускається установка блискавковідводу на конструкціях ВРП, що знаходиться на відстані менше 15 м від таких об'єктів:

а) трансформаторів, до яких гнучкими зв'язками чи відкритими шинопроводами приєднані машини, що обертаються;

б) відкритих струмопроводів та опір гнучких зв'язків, якщо до них приєднані машини, що обертаються.

2. Портالي трансформаторів, пов'язані з машинами, що обертаються, гнучкими зв'язками чи відкритими струмопроводами, а також трансформаторні портали підстанцій, питомий опір ґрунту на ділянках яких перевищує 350 Ом·м, повинні входити до зони захисту окремо розташованих чи установлених на інших порталах блискавковідводів.

3. При установці стержневих блискавковідводів на конструкціях ВРП треба використати також захисну дію високих об'єктів: опір ПЛ, ліхтарних щогл, радіощогл і т. п.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила устройства электроустановок. - Х.: Издательство «Индустрия», 2007.-416 с.
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/ Под ред. А.А. Васильева.- 2-е изд. пераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник/Л.Д. Рожкова.– 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006.- 448 с.
4. Условия работы и выбора электрооборудования электростанций/ Под ред. Б.Н.Неклепаева.– М.: МЭИ, 1984. – 104 с.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: навчальний посібник.- 2-ге вид. перероб. та доп. / В. Г. Рудницький.- Київ: Освіта України, 2013.-287 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций /Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.М.Неклепаев, И.П.Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Сірий О.М. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств .Навч. посіб. для студ. електр. спец./ О.М.Сірий, В.Є. Шестеренко. – К.: ІСДО України, 1993. – 589 с.
8. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: Навч.посіб./ О.М.Сірий. -К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
9. Крючков И.П., Кувшинский М.М., Неклепаев Б.И. Электрическая часть станций и подстанций /Справ. мат. для курс. и диплом. проектирования. – М.: Энергия, 1978. – 456 с.
- 10.Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: навч. посібник /А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.
- 11.Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика. Міненерговугілля України /СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011.-К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2011.- 56 с.
- 12.Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і

мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / ГКД 34.20.507-2003. -К.: ДП "НТУКЦ" 2004. -795 С.

- 13.Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л.Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:«Издательство НЦ ЭНАС», 2006.-352 С.
14. Сірий О. М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: Навч. посіб. / О.М. Сірий. МОН України, Ін-т сист. досліджень освіти, К. : НУХТ, 2011. - 319 с.
15. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник/ В.Є.Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.
- 16.Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Киев, Госстрой Украины: ГОСТ 13109-97, 1999.-51 с.
- 17.Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД341.004.001-94. - К.: Минэнерго Украины,
- 18.Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 287 с.
- 19.Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп.-350 С.
- 20.Електрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

