

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

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

ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Навчальний посібник

Запоріжжя • НУ «Запорізька політехніка» • 2021

УДК 621.316.72
А94

*Рекомендовано до друку Вченою радою Національного
університету «Запорізька політехніка»
(Протокол №7/21 від 08.02.2021 р.)*

Рецензенти:

Буряковський С. Г. - доктор технічних наук, професор, директор Науково-дослідного та проектно-конструкторського інституту «Молнія» Національного технічного університету «ХПІ»;

Шевченко С. Ю. - доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Передача електричної енергії» Національного технічного університету «ХПІ»;

Алексієвський Д.Г. - доктор технічних наук, доцент кафедри «Мікроелектронні та електронні інформаційні системи» Інженерного навчально-наукового інституту Запорізького національного університету

Афанасьєв О. І.

А94 Електричні апарати високої напруги / О. І. Афанасьєв,
Л. Б. Жорняк, В. М. Щусь. – Запоріжжя: НУ «Запорізька
політехніка», 2021. – 356 с.

ISBN 978-617-529-331-7

Навчальний посібник присвячений курсу «Електричні апарати високої напруги». Розглядаються апарати, що застосовуються в електроенергетичних системах електропостачання споживачів, а також у вимірювальних схемах при нормальних режимах експлуатації та в аварійних режимах (короткого замикання, перенапруги в колах, асиметричного режиму роботи тощо). Навчальний посібник призначений для студентів-бакалаврів електротехнічних факультетів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.316.72

ISBN 978-617-529-331-7

© Національний університет
«Запорізька політехніка», 2021
© Афанасьєв О. І., 2021
© Жорняк Л. Б., 2021
© Щусь В. М., 2021

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ПРИЗНАЧЕННЯ, ГОЛОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ	9
1.1 Класифікація ЕАВН.....	10
1.2 Головні параметри ЕАВН.....	12
2 ЕЛЕКТРИЧНА ІЗОЛЯЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	15
2.1. Класифікація електричної ізоляції.....	15
2.2 Газова ізоляція.....	21
2.3 Розряд у повітрі по поверхні твердого діелектрика.....	28
2.4 Ізоляційні проміжки у трансформаторному маслі.....	33
2.5 Тверда ізоляція.....	37
2.5.1 Паперово-масляна ізоляція.....	40
2.5.2 Паперово-масляна конденсаторна ізоляція (ПМКІ).....	45
2.5.3 Маслобар'єрна конденсаторна ізоляція (МБКІ).....	48
2.5.4 Тверда паперово-конденсаторна ізоляція (ТПКІ).....	49
2.5.5 Маслобар'єрна ізоляція (МБІ).....	50
2.6 Запитання для самоконтролю.....	51
3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ЧИННИКИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА РОБОТУ ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ.....	52
3.1 Режими роботи нейтралі.....	52
3.2 Внутрішні перенапруги.....	53
3.3 Зовнішні перенапруги.....	54
3.4 Температурні умови.....	55
4 ІЗОЛЯЦІЙНІ КОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА РІЗНОВИДИ. КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ ЗМІННОЇ НАПРУГИ.....	56
4.1 Зовнішня ізоляція електроустановок.....	56
4.2 Види ізоляторів.....	57
4.3 Конструктивні елементи ізоляторів.....	64
4.4 Запитання для самоконтролю.....	65
5 РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПОЛІВ ЕАВН.....	66
5.1 Методи регулювання електричних полів.....	66
5.2 Використання екранів в ізоляційних конструкціях.....	70
5.3 Вирівнювання розподілу напруги та напруженості	

поля вздовж ізоляційної конструкції.....	75
5.4 Регулювання поля конденсаторними обкладинками.....	79
5.5 Запитання для самоконтролю.....	88
6 ВИМИКАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ.....	90
6.1 Повітряні вимикачі.....	97
6.1.1 Термодинамічна закупорка сопла та стабілізація дуги... 100	
6.1.2 Електрична міцність міжконтактного проміжку.....	101
6.1.3 Використання резисторів шунтування та конденсаторів..	102
6.1.4 Конструкції резистора та конденсатора шунтування.....	106
6.1.5 Конструкції повітряних вимикачів.....	107
6.1.6 Клапани керування.....	110
6.1.7 Механізми вимикачів.....	114
6.2 Елегазові вимикачі.....	119
6.2.1 Особливості гасіння дуги в елегазі.....	122
6.2.2 Види пристроїв дугогасіння елегазових вимикачів.....	122
6.3 Масляні вимикачі.....	129
6.4 Електромагнітні вимикачі.....	131
6.5 Вакуумні вимикачі.....	135
6.5.1 Вплив головних параметрів на конструкцію ПД.....	139
6.5.2 Конструкції контактів.....	140
6.5.3 Електрична міцність вакуумного ПД.....	148
6.5.4 Конструкції вакуумних вимикачів.....	149
6.6 Запитання для самоконтролю.....	151
7 РОЗ'ЄДНУВАЧІ ТА КОРОТКОЗАМИКАЧІ.....	152
7.1 Запитання для самоконтролю.....	160
8 ПРИСТРОЇ РПН.....	162
8.1 Трансформатори з ПБЗ.....	163
8.2 Трансформатори з РПН.....	166
8.2.1 Пристрої РПН зі струмообмежувальним реактором.....	170
8.2.2 Пристрої РПН зі струмообмежувальним резистором... 172	
8.3 Головні структурні елементи РПН.....	174
8.3.1 Схеми обирачів.....	175
8.3.2 Контактори.....	176
8.3.3 Конструкції струмообмежувальних резисторів.....	180
8.3.4 Механізм швидкодії.....	182
8.3.5 Привод пристрою типу РНОА.....	183
8.4 Спеціальні схеми РПН.....	185
8.5 Привод пристрою типу РНГА-35/1000.....	189

8.6	Запитання для самоконтролю.....	189
9	КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ.....	192
9.1	Пристрої КРП.....	194
9.2	Комплектні елегазові розподільні пристрої.....	202
9.2.1	Призначення та класифікація КРПЕ.....	203
9.2.2	Головні переваги КРПЕ.....	205
9.2.3	Умове позначення КРПЕ.....	206
9.2.4	Склад розподільного пристрою КРПЕ.....	206
9.2.4.1	Модуль вимикача.....	209
9.2.4.2	Модуль роз'єднувача-заземлювача.....	209
9.2.4.3	Швидкодіючий заземлювач.....	210
9.2.4.4	Модуль трансформатора струму.....	211
9.2.4.5	Модуль трансформаторів напруги.....	212
9.2.4.6	Модуль обмежувача перенапруги.....	212
9.2.4.7	Модуль повітряного вводу.....	212
9.2.4.8	Модуль кабельного вводу.....	214
9.2.4.9	Модулі з'єднувальні.....	214
9.2.4.10	Шафа керування.....	216
9.3	Запитання для самоконтролю.....	216
10	КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ.....	217
11	ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ.....	227
11.1	Похибки трансформаторів струму.....	232
11.2	Режими роботи трансформаторів струму.....	236
11.3	Конструкції трансформаторів струму.....	239
11.4	Цифрові трансформатори струму.....	248
11.4.1	Конструкція та характеристики ОТС.....	250
11.5	Запитання для самоконтролю.....	263
12	ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ.....	265
12.1	Похибки та класи точності трансформаторів напруги.....	267
12.2	Конструкції трансформаторів напруги.....	269
12.3	Схеми вмикання трансформаторів напруги.....	273
12.4	Цифрові трансформатори напруги.....	281
12.5	Запитання для самоконтролю.....	287
13	СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ РЕАКТОРИ.....	289
13.1	Лінійний реактор.....	291
13.2	Здвоєний (груповий) реактор.....	300
13.3	Секційний реактор.....	301
13.4	Запитання для самоконтролю.....	302

14 РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ.....	303
14.1 Розрядники.....	303
14.1.1 Трубочасті розрядники (РТ).....	309
14.1.2 Вентильні розрядники (РВ).....	313
14.2 Обмежувачі перенапруги.....	325
14.3 Запитання для самоконтролю.....	334
15 ЗАПОБІЖНИКИ.....	335
15.1 Запитання для самоконтролю.....	345
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	347

ВСТУП

Електричні апарати високої напруги (ЕАВН) – це електротехнічні пристрої, призначені для роботи в мережах напругою більше 1000 В для керування електричними та неелектричними об'єктами, а також для захисту цих об'єктів при ненормальних, тобто аварійних режимах роботи. Вони відіграють важливу роль на всіх етапах виробництва, розподілу і споживання електроенергії. До того ж, ЕАВН забезпечують безперервний контроль за станом електричної мережі (величиною напруги, струму, частоти тощо), а також обмеження перенапруги та струмів короткого замикання, які виникають під час експлуатації будь якого електротехнічного обладнання. Системи керування енергетичними системами використовують ЕАВН, наприклад, для компенсації залишкової реактивної потужності ліній електропередачі та розподільних мереж з високою складовою реактивної потужності.

З огляду на це та з урахуванням великого різноманіття існуючих конструкцій високовольних електричних апаратів, сучасний фахівець в області електроапаратобудування має повною мірою володіти знаннями не тільки теорії, розрахунку і конструювання електричних апаратів, але й питаннями, що пов'язані з особливостями фізичних процесів, які виникають у матеріалах та комплектуючих елементах ЕАВН протягом їх експлуатації.

Навчальними планами бакалаврів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» передбачено дисципліну «Електричні апарати високої напруги», яка вивчає питання, пов'язані як з конструктивними рішеннями та структурою ЕАВН, так і з особливостями фізичних процесів, що протікають у важливій частині будь-якої конструкції – електричній ізоляції. Сучасні літературні джерела значною мірою поглиблено розглядають окремі, зазначені вище, питання [1-4, 6-7, 62, 63, 67, 76]. Але на даний час навчальне видання для студентів, яке б розглядало в повній мірі та в комплексі згадані вище питання, є відсутнім. Перелічені джерела не розглядають всі види ЕАВН, а лише доповнюють одне одного. До того, в них міститься не повна інформація щодо питань електричної ізоляції,

яка є одними з найважливіших складових для високовольтних апаратів. Автори видань [1, 6, 19, 3...5], що присвячені лише проблемам електричної ізоляції, розглядають її в умовах, що не відокремлюють особливості роботи конкретних апаратів, не враховують вплив їх структурних елементів. Це створює певні незручності для студентів при вивченні даної дисципліни. Крім того, треба враховувати, що останнім часом в наукових виданнях з'явилися публікації щодо новітніх технологічних рішень в галузі електроапаратобудування та техніки випробувань електричних апаратів [17, 51, 52, 60, 66, 73, 75, 81].

Природно, що з урахуванням вищезначених умов виникає необхідність практичного навчального посібника, який на думку авторів допоможе студентам, що спеціалізуються у галузі електроапаратобудування, а саме високовольтного обладнання. Перспективність кращого засвоєння матеріалу дисципліни надає можливість кращого подальшого виконання дипломного проекту або магістерської роботи за напрямком високовольтного апаратобудування.

При написанні навчального посібника переважно використовувалися матеріали з технічних рішень, конструкторських розробок та виробничого досвіду, які були надані декількома провідними галузевими організаціями та підприємствами, що внесли істотну частку у розвиток вітчизняного електроапаратобудування, а саме: ПрАТ «Запоріжтрансформатор» <http://www.ztr.ua/ua/company>, АТ Український науково-дослідний проектно-конструкторський та технологічний інститут трансформаторобудування «ВІТ» [5], Запорізький завод високовольтних апаратів (КО ЗЗВА) [72], ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод [73], ELTIZ [75] та іншими. Формування матеріалу посібника виконано таким чином, щоб студентам було зручно використовувати їх для курсового та дипломного проектування з урахуванням подальшого його використання з метою проведення наукових досліджень при виконанні магістерської роботи.

1 ПРИЗНАЧЕННЯ, ГОЛОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

В залежності від значення величини напруги всі електричні апарати підрозділяються на дві групи. Першу групу складають апарати з номінальною напругою до 1000 В, тобто апарати низької напруги; другу групу – апарати з номінальною напругою вище 1000 В, тобто електричні апарати високої напруги (ЕАВН), які і розглядаються у даному курсі.

Відомо, що потужність, що передається в мережу змінної напруги, визначається за формулою:

$$P = \sqrt{3} I_n \cdot U_n \cdot \cos \varphi,$$

де I_n – номінальний струм;
 U_n – номінальна напруга мережі;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Головною проблемою будь-якого елемента мережі є потужність втрат у частинах струмопровідного контуру, яка розраховується як:

$$P_{втр} = I_n^2 \cdot R,$$

де R – активний опір елемента струмопровідного контуру.

Таким чином, чим більшою є номінальна напруга, тим меншою буде величина номінального струму, а також значно меншою буде потужність втрат і, відповідно, теплове навантаження. Однак, при цьому виникає нова проблема – це необхідність підсилення міцності електричної ізоляції внаслідок зростання номінальної напруги. Крім того, підвищення напруги призводить до зростання розмірів ізоляційної конструкції та масо-габаритних показників ЕАВН.

Самі мережі високої напруги (ВН) відповідно до робочих параметрів розподіляються на наступні види:

- генераторні мережі, які мають напруги (16...20) кВ та струми короткого замикання (к.з.) до 180 кА;
- мережі передавання електроенергії, які мають напруги, більші за 110 кВ, номінальні струми (8...12) кА та струми к.з. (40...80) кА;
- розподільні мережі, які мають напруги (6...20) кВ, струми (7...50) кА та струми к.з. до 100 кА;
- мережі постійного струму з напругами до 1500 кВ та протяжністю більшою за 500 км.

Головними перспективними напрямками розвитку та удосконалення ЕАВН на даному етапі можливо вважати:

- збільшення застосування елегазового та вакуумного обладнання у розподільних пристроях (РП) (наприклад, у сучасних європейських електромережах використання такого обладнання сягає 80 %);
- удосконалення існуючих конструкцій ЕАВН, наприклад, вимикачів, вимірювальних трансформаторів та ін;
- підвищення величини напруги глибокого вводу безпосередньо до споживачів електроенергії;
- розробка систем діагностування та моніторингу ЕАВН безпосередньо під напругою у процесі експлуатації.

1.1 Класифікація ЕАВН

За функціональним призначенням всі ЕАВН зручно класифікувати за такими групами [4, 76].

1.1.1 Комутаційні апарати, які мають такі підгрупи:

а) високовольтні вимикачі, які є найбільш масовими апаратами і використовуються для комутації струмів режимів холостого ходу (наприклад, силових трансформаторів, повітряних та кабельних ліній електропередачі (ЛЕП), номінальних та струмів к.з. Головна особливість конструкції будь-якого вимикача – це наявність пристрою дугогасіння (ПД);

б) роз'єднувачі, які забезпечують комутацію електричних кіл при відсутності струму навантаження. Роз'єднувачі використовуються для зміни електричної схеми та створення безпечних умов при ремонтах електрообладнання. Головними

особливостями їх конструкцій є видимий розрив між контактами, наявність заземлюючого пристрою та відсутність ПД;

в) запобіжники, які вимикають коло, що захищається в умовах перевантаження або к.з., шляхом руйнації плавкої вставки і подальшим гасінням електричної дуги;

г) вимикачі навантаження, які здійснюють вмикання та вимикання електричних кіл при протіканні номінального струму. Для вимикання струму к.з. використовують запобіжник, що підключається послідовно. Особливість конструкції полягає в тому, що це є спрощена побудова ПД, який розраховано на відключення тільки номінального струму;

д) відокремлювачі та короткозамикачі. Відокремлювачі (віддільники) використовуються для розмикання (відокремлення) кола високої напруги в разі відсутності в ньому струму за час безструмової паузи циклу автоматичного повторного вмикання (АПВ), оскільки їх конструкції не розраховано на гасіння електричної дуги. Вони відрізняється від роз'єднувачів наявністю швидкодіючого приводу та підвищеними вимогами до механічної міцності елементів конструкції. Короткозамикачі призначені для створення штучного к.з. на землю обмеженої потужності в мережах електропостачання і мають швидкодіючий привод. Відокремлювачі разом з короткозамикачами застосовуються в спрощених схемах підстанцій замість більш дорогих силових. Така заміна дозволяє економити значні кошти, тому що вартість силових вимикачів досить висока. Керування здійснюється від спеціальних схем автоматики.

1.1.2 Обмежуючі апарати, які мають такі підгрупи:

а) струмообмежувальні реактори, які конструктивно є котушкою індуктивності, що обмежує струм к.з. та підтримує напругу на збірних шинах у необхідних межах, чим покращує умови роботи іншого обладнання. Крім струмообмежувальних, використовуються і інші види енергетичних реакторів, наприклад, шунтуючі, навантажувальні та ін.;

б) розрядники та обмежувачі перенапруги, які обмежують напругу обладнання в умовах дії комутаційних та грозових перенапруг, що полегшує умови роботи ізоляційних конструкцій та підвищує їх експлуатаційну надійність.

1.1.3 Вимірювальні апарати, які мають такі підгрупи:

а) трансформатори струму, що ізолюють кола низької напруги (НН), наприклад, вимірювальні пристрої та релейний захист, від ВН та дозволяють отримати стандартні значення вторинного струму, які дорівнюють 1А або 5 А;

б) трансформатори напруги, які ізолюють кола НН, наприклад, вимірювальні пристрої та релейний захист, від ВН та дозволяють отримати стандартні значення вторинної напруги 100 В або $100/\sqrt{3}$ В.

1.1.4 Комплектні розподільні пристрої (КРП) [20, 32, 66], що утворюють сукупність ЕАВН і дозволяють здійснити керування потоком енергії та забезпечити захист від аварійних режимів. Пристрої виготовляються на спеціалізованих підприємствах і постачаються повністю у вигляді окремих комірок, з яких можливо утворити будь-яку схему РП. Головними перевагами КРП є:

- скорочення часу на монтування РП;
- підвищення надійності;
- зниження витрат матеріалів та трудомісткості при виробництві нових РП.

1.2 Головні параметри ЕАВН

Номинальна напруга U_n – це номінальна лінійна напруга трифазної мережі, на яку апарат розрахований в умовах нормальної роботи тривалий час. Шкала номінальних напруг для мереж змінного струму частотою 50 Гц встановлена нормативними документами, а саме Галузевими керівними документами, Державними стандартами України [27, 26 з посиланням на ГОСТ 1516.2-97 [15] та визначає електричну міцність апарату. Шкала напруг для високовольтного обладнання естакоу: 3, 6, 10, 15, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ.

Найбільша робоча напруга U_{MP} – це напруга, яка перевищує номінальну на (5...20) % для компенсування втрат напруги у мережі, тобто номінальна напруга, за якої можлива робота апарату тривалий час. Величина U_{MP} встановлена і зафіксована

Державними стандартами України відповідно до значення номінальної напруги.

Напруга випробування $U_{вип}$, яка має такі різновиди:

– напруга випробування промислової частоти, яка використовується для перевірки апарату на спроможність роботи в умовах діючих на нього комутаційних та атмосферних перенапруг. Для різних видів апаратів зафіксована у ГКД 34.20.302-2002 [13];

– відповідно до величини номінальної напруги;

– напруга випробування повним грозовим імпульсом $U_{вип.гр.}$, яка імітує дію грозових перенапруг і завдається стандартним імпульсом (повна хвиля), який показано на рис. 1.1, і має такі параметри: 1,2 мкс – фронт імпульсу; 50 мкс – тривалість імпульсу;

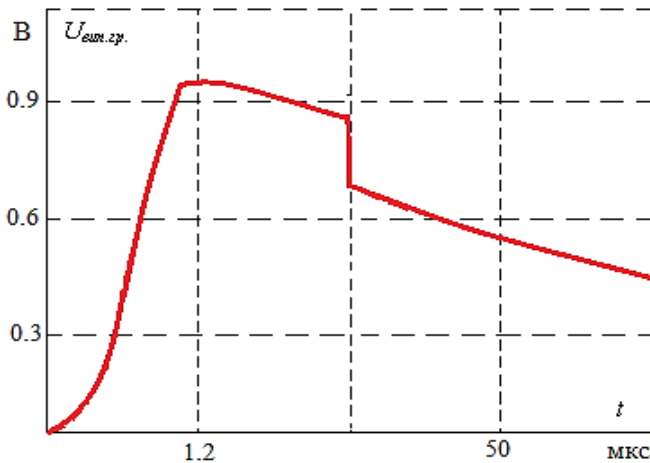


Рисунок 1.1 – Параметри стандартного імпульсу $U_{вип.гр.}$

– напруга випробування грозовим імпульсом зі зрізаною хвилею, яка використовується для спеціальних випадків і завдається додатковою нормативно-технічною документацією, зокрема [6, 13, 19];

– напруга випробування комутаційним імпульсом $U_{вип.ком.}$, яка використовується для перевірки міцності ізоляції для значень

номінальної напруги вищих за 330 кВ, та задається у вигляді графіків або таблиць [6].

Номінальний струм I_n – це діюче значення максимального струму навантаження, який проходить струмопровідними частинами апарату, при нагріванні його та ізоляції до допустимої температури за умовою, що обладнання знаходиться в робочому стані необмежено тривалий час. Регламентується нормативно-технічною документацією, наприклад, ДСТУ 2304-93 наступною шкалою струмів: 200, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, ..., 31500 А. Номінальний струм є одним з головних параметрів практично любого електрообладнання і зазначається в його технічному паспорті.

Струм короткого замикання $I_{кз}$, що виникає в зв'язку із пошкодженням ізоляції або некоректними з'єднаннями в електричних колах. Його економічне значення, як свідчить досвід експлуатації ЕАВН, знаходиться в межах $(10...20) \cdot I_n$ [6, 76].

Термічна стійкість переважно визначається двома параметрами [6, 12, 13], а саме:

– струмом термічної стійкості I_T , або його кратністю n_T , яка визначається як:

$$n_T = \frac{I_n}{I_{кз}};$$

– часом протікання струму термічної стійкості t , який коливається у межах $(1...3)$ с.

Електродинамічна стійкість, що визначається величиною ударного струму, який апарат може витримати без пошкодження, та задається амплітудою ударного струму $I_{уд}$, або його кратністю n_D .

$$I_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз}, \quad n_D = \frac{I_{уд}}{I_n \cdot \sqrt{2}}.$$

Стійкість контактів до наскрізного струму визначається струмом, який апарат може витримати без пошкодження та при номінальних натисках у роз'ємних контактних з'єднаннях.

2 ЕЛЕКТРИЧНА ІЗОЛЯЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1. Класифікація електричної ізоляції

Електрична ізоляція є одним з найважливіших елементів, що забезпечують безаварійну і довговічну роботу високовольтних апаратів і конструкцій. Крім електричного ізолювання провідників, що знаходяться під різними потенціалами, ізоляція повинна витримувати великі механічні, теплові та інші навантаження (впливи), які можуть виникати в експлуатації.

Ізоляція високовольтних конструкцій розділяється на зовнішню і внутрішню.

Зовнішня ізоляція – це повітряні проміжки та поверхня твердої ізоляції в атмосферному повітрі, на які впливають атмосферні та інші зовнішні впливи (забруднення, зволоження і т. і.). Вони істотно ускладнюють умови роботи ізоляції у відкритій атмосфері.

Внутрішня ізоляція – це тверда, рідинна та газоподібна ізоляція (або їх комбінації) внутрішніх частин електрообладнання, на які не впливають безпосередньо атмосферні та інші види зовнішніх впливів (забруднення, зволоження, вплив птахів і мікроорганізмів).

Після пробою і зняття напруги газова ізоляція (повітря, високоміцні гази) повністю відновлює свою первинну електричну міцність, тобто цей процес є оборотним. Рідинна ізоляція після пробою відновлює свою міцність частково, тому що пробій призводить до погіршення її характеристик. Пробій твердої і комбінованої ізоляції (паперово-масляна, маслобар'єрна) – явище незворотне, ізоляція має бути заміненою. Електрообладнання, призначене для роботи в електричних мережах, розділяється на класи напруги. Класом напруги називається номінальна міжфазова (лінійна) напруга електричної мережі, для роботи з якою призначене електрообладнання. Кожний клас напруги характеризується своїм рівнем ізоляції, під яким розуміється сукупність випробувальних напруг, установлених стандартом (наприклад, Державними стандартами [27, 26 з посиланням на

ГОСТ 1516.2-97 [15], або технічними умовами для внутрішньої і зовнішньої ізоляції даного обладнання.

Електрична ізоляція має діяти як в однорідному (досить рідко), так і в неоднорідному полі.

Ізоляція – це один з найважливіших елементів будь-якого апарату та у структурі ЕАВН, і має суттєвий вплив на конструкцію та габаритні розміри.

Електроізоляція, тобто електрична ізоляція чи просто ізоляція – це є властивість діелектрика перешкоджати проходженню електричних зарядів. У побуті ізоляцією переважно також називають шар діелектрика навколо провідника (наприклад, полімерне покриття електричних дротів). Електрична ізоляція призначена для запобігання утворення електричного контакту між частинами електротехнічної установки, що знаходяться під різними електричними потенціалами.

Для ізоляції використовуються матеріали з діелектричними властивостями, наприклад: скло, кераміка, різноманітні полімери. Також існує повітряна ізоляція, в якій роль ізолятора виконує повітря, а конструктивні елементи закріплюють просторове розташування ізолюваних провідників таким чином, щоб забезпечувати необхідні повітряні проміжки. Опір ізоляції повинен бути не меншим за 0,5 МОм. Розміри ізоляційної конструкції визначаються робочою напругою пристрою та довготривалою міцністю ізоляції для заданого терміну роботи.

Термін роботи ізоляційної конструкції ЕАВН, зазвичай, має бути не меншим за 25 років. Але ж протягом експлуатації обладнання будь-яка ізоляція втрачає свої ізоляційні властивості. Цей процес має назву старіння і залежить від таких чинників:

- іонізаційних процесів, через що відбувається електричне старіння ізоляції;
- підвищеної температури, яка сприяє тепловому старінню, фізичною сутністю якого є прискорення хімічних реакцій руйнації діелектриків;
- змінних механічних навантажень, які призводять до механічного старіння ізоляції;
- електрохімічних процесів у діелектриках;

– перенапруг, які поділяються на атмосферні (тривалість – мікросекунди), комутаційні (тривалість – мілісекунди) та довготривалі.

Розрізняють такі види електричної ізоляції [1, 6, 8, 19, 24]:

– робоча– електрична ізоляція струмопровідних частин електроустановки, що забезпечує її нормальну роботу і захист від ураження електричним струмом;

– додаткова – електрична ізоляція, передбачена додатково до робочої ізоляції для захисту від ураження електричним струмом в разі ушкодження робочої ізоляції;

– подвійна – ізоляція, яка складається з робочої та додаткової ізоляції;

– посилена – поліпшена робоча ізоляція, яка забезпечує захист від ураження електричним струмом не менше ніж подвійна ізоляція.

За агрегатним станом ізоляція електроустановок поділяється на [3, 4, 5]:

а) газову ізоляцію – це повітря, елегаз, інертні гази, вакуум та ін.;

б) тверду ізоляцію, характерними матеріалами якої є порцеляна, папір, текстоліт, гетинакс, бакелізований папір, епоксидні компаунди, полімери та ін.;

в) рідинну ізоляцію – це трансформаторне масло, фтор- та кремнійорганічні рідини та ін.;

г) комбіновану або змішану ізоляцію (наприклад, тверду і рідинну, окремим прикладом якої є маслобар’єрна або паперово-масляна ізоляція).

Система класифікації електричної ізоляції може бути проведена за різними ознаками. З точки зору впливу на ізоляцію експлуатаційних та конструктивних чинників можна виділити наступні напрямки [1, 6, 8, 19, 24].

За дією експлуатаційних чинників розрізняють:

– самовідновлювана ізоляція – це ізоляція, яка відновлює свої ізоляційні властивості після усунення пробою;

– невідновлювана ізоляція – це ізоляція, яка втрачає ізоляційні властивості або відновлює їх частково після усунення пробою. Ця властивість характерна для внутрішньої ізоляції.

Конструктивно можна розрізнити ізоляцію на зовнішню та внутрішню за такими ознаками:

– зовнішня ізоляція знаходиться у безпосередньому контакті з навколишнім середовищем, через що постійно підпадає під вплив таких чинників навколишнього середовища, як тиск, температура, вологість, пил тощо, до того ж вона має можливість самовідновлення;

– внутрішня ізоляція не має безпосереднього контакту з навколишнім середовищем, до того ж вона не відновлюється після усунення її пробую.

Зовнішня ізоляція – це частина конструкції, для якої ізолюючим середовищем є атмосферне повітря, і електрична міцність якої визначається пробоем повітряних проміжків або перекриттям у повітрі по ізолюючих поверхнях. Основним для зовнішньої ізоляції є залежність її електричної міцності від атмосферних умов. Тому випробувальні напруги промислової частоти для зовнішньої ізоляції, як мінімум, встановлюються такими, щоб вона в експлуатаційних умовах відповідала розрахунковим рівням грозових та комутаційних перенапруг. Такі перенапруги по своїй величині пов'язані з номінальною напругою та становлять зазвичай $(2,5 \dots 4,5) \cdot U_{\phi}$. Крім того, при випробуваннях зовнішньої ізоляції необхідно враховувати вплив умов зовнішнього середовища: опадів, розширеного діапазону температур, зниження тиску (при роботі електроустановки на значній висоті над рівнем моря).

Внутрішня ізоляція – це частина ізолюючої конструкції, що знаходиться всередині електроустановки (не контактує з навколишнім середовищем), і містить один або декілька діелектриків у газоподібному, рідинному або твердому стані. Практично електрична міцність внутрішньої ізоляції незалежна від зовнішніх атмосферних умов, а втрата її (електричний пробій) у більшості випадків супроводжується, на відміну від зовнішньої ізоляції, незворотнім пошкодженням діелектрика.

За класом номінальної напруги ізоляцію розрізняють відповідно до ДСТУ 3335-96 [26] наступним чином:

– ізоляцію для апаратів високої напруги, яка має номінальні напруги у межах $(3 \dots 220)$ кВ;

- ізоляцію для апаратів понадвисокої напруги, яка знаходиться в межах номінальних напруг у межах (330...750) кВ;
- ізоляцію для апаратів ультрависокої напруги, яка має номінальні напруги 1150 кВ та вище.

Інша ознака класифікації – *за дією перенапруги*, тобто, коли застосовується нормальна та підсилена ізоляція. Відповідно до ДСТУ 2843-94 [24] до нормальної можна віднести такі ізоляційні конструкції, які витримують дію грозових перенапруг, або якщо їх імпульсне значення не перевищує випробувальну напругу [6, 63].

Відповідно до кліматичного виконання розрізняють такі види ізоляції:

- для помірного клімату, позначається літерою У;
- для холодного клімату, позначається ХЛ;
- для тропічного вологого клімату, позначається Т;
- для тропічного сухого клімату, позначається ТС.

Згідно з категорією розміщення розрізняють:

- для зовнішнього розміщення, позначається категоріями 1 та 2;
- для внутрішнього розміщення, позначається категоріями 3, 4 та 5.

За питомою довжиною шляху витоку (довжини шляху витоку ізоляції (ізолятора)) або складової ізоляційної конструкції, тобто найменшої відстані по поверхні деталі ізоляції між металевими частинами різного потенціалу по зовнішній ізоляції розрізняють згідно з ПУЕ [63]:

- нормальну ізоляцію, яку позначають символом А;
- підсилену ізоляцію, яку позначають символами Б та В.

Для аналізу процесів, що діють в ізоляції, використовують наступні визначення:

– повний розряд – це розрядний процес, який повністю шунтує ізоляційний проміжок між електродами і значення номінальної напруги зменшується до нуля;

– частковий розряд – це розряд, який шунтує невелику частину ізоляції (долі міліметра) та при цьому не викликає суттєвого зменшення номінальної напруги;

– розрядна напруга – це напруга повного розряду між електродами в газі або рідинному діелектрику;

– пробивна напруга – це напруга повного розряду між електродами крізь товщу твердого діелектрика;

– напруга перекриття – це напруга повного розряду між електродами по поверхні твердого діелектрика.

Впродовж експлуатації ізоляції з метою забезпечення надійної та довготривалої роботи переважно здійснюють профілактичні заходи. Треба усувати механічні пошкодження, зволоження, хімічний вплив, накопичення пилу тощо. Але, навіть за нормальних умов, ізоляція постійно втрачає свої початкові властивості, тобто старіє. Через деякий час виникають місцеві дефекти, завдяки чому опір ізоляції починає різко знижуватись, а струм втрачати зростати. В той же час в місці дефекту з'являються часткові розряди, і ізоляція вигорає. Відбувається так званий пробій ізоляції, внаслідок чого виникає коротке замикання, що може призвести до пожежі або ураження струмом. З метою запобігання цього здійснюється періодичний і безперервний контроль ізоляції. Періодичний контроль ізоляції передбачає вимірювання активного опору ізоляції у встановлені правилами терміни (1 раз на 3 роки), а також при виявленні дефектів. Вимірювання опору ізоляції обов'язково здійснюється на вимкненій електроустановці за допомогою мегометра.

Пробій – це явище втрати діелектриком електроізоляційних властивостей з утворенням каналу електропровідності при розміщенні його в електричному полі. Кожний діелектрик може бути використаний тільки при напруженості електричного поля, яка не перевищує певне граничне значення. Якщо напруженість поля перевищить деяке критичне значення, відбудеться пробій діелектрика або порушення його електричної міцності. При цьому наскрізний струм, що проходить через діелектрик, різко зростає, а опір діелектрика знижується, через що його електроізоляційні властивості будуть втрачатися. Під час пробою газоподібного або рідинного діелектрика та через рухливість молекул, після зняття напруги «пробита» ділянка відновлює свої початкові властивості.

В залежності від умов утворення пробою та типу діелектрика розрізняють такі різновиди:

– пробій твердих діелектриків (електричний пробій; електрохімічний пробій; електротепловий пробій);

- пробій газоподібних діелектриків.
- пробій рідинних діелектриків.

Значення напруги, при якій відбувається пробій діелектрика, називається пробивною напругою, а відповідне значення напруженості поля – електричною міцністю діелектрика [6, 19].

2.2 Газова ізоляція

Гази в якості діелектриків широко використовуються в різних електроізоляційних конструкціях. Це, насамперед, повітря, елегаз (SF_6), азот. До них слід віднести також вакуум. Перевагами газової ізоляції є: хороші електроізоляційні властивості; стабільність робочих характеристик у процесі експлуатації; простота конструкцій електрообладнання з газовою ізоляцією; зниження маси і габаритів таких електроустановок; відносна пожежна безпека при роботі. Недоліками повітря як ізоляції є утворення озону при електричних розрядах, що призводить до посилення корозії металевих частин електрообладнання, а також залежність його електричної міцності від атмосферних факторів: вологості, температури, тиску, забруднення. Зокрема, недоліками елегазу є обмеження застосування через його скраплення при нормальному тиску і температурі - 45°C. Для зниження робочої температури елегазу до нього додають 6% азоту, що розширює робочий діапазон елегазової ізоляції до - 60°C.

Головними сумішами газової ізоляції у конструкціях ЕАВН є такі:

- інертні гази азот та водень, які використовують у герконах (геркотрони) на клас номінальної напруги (3...6) кВ;
- оточуюче повітря;
- газові суміші, з яких найчастіше все використовується елегаз.

Для зручності порівняння їх ізоляційні характеристики у довідникових даних наводяться для нормальних умов, які регламентуються такими параметрами [6]:

- температура оточуючого середовища, яка дорівнює 20 °С;
- тиск повітря, який дорівнює 760 мм. рт. ст.;
- вологість повітря, яка дорівнює 11 г/м³.

2.2.1 Явище пробую для газу обумовлюється явищем ударної та фотонної іонізації. Пробій рідинних діелектриків відбувається в результаті іонізаційних теплових процесів. Одним із найголовніших факторів, які сприяють пробую рідин, є наявність у них сторонніх домішок.

Послідовність пробую повітряної ізоляції можна описати таким чином. Спочатку подається напруга на електроди. Під дією електричного поля вільні електрони починають вириватися з поверхні електродів. Вони прискорюються електричним полем, потім іонізують нейтральні молекули газу, через що утворюють нові вільні електрони (первинні) та негативні іони. Водночас виникає повернення збуджених молекул у нейтральний стан, що супроводжується випромінюванням фотонів. Під дією фотонів з поверхні електродів виділяються нові електрони (фотоэффект с поверхні метала). Крім того, при поглинанні фотона нейтральною молекулою виникає її іонізація (повторні електрони). При підвищенні напруги до критичного рівня процес іонізації приймає лавиноподібний характер, що призводить до виникнення пробую.

2.2.2 Електрична міцність газового проміжку залежить від наступних чинників.

Форма електродів. Досвід практичного використання електричних апаратів свідчить, що найчастіше їх конструкції мають електроди, електричне поле яких є надзвичайно нерівномірним. Дослідження доводять, що розрядна напруга U_p між такими електродами є наближеною до розрядної напруги між електродами форми «стрижень–стрижень» або «стрижень–площина». Для цих стандартизованих форм контактних поверхонь розроблені графіки та емпіричні формули, які наведені у довідниковій літературі, наприклад, у [1, 6, 19]. Аналіз графічних залежностей, які показані на рис.2.1 доводить що:

– розрядна напруга U_p проміжку «стрижень–стрижень» є значно вищою за напругу проміжку для форми електродів «стрижень–площина» через більшу неоднорідність поля у випадку форми електродів «стрижень–площина»;

– починаючи з відстані S між електродами, яка дорівнює шість метрів і більше, розрядна напруга зростає дуже повільно, що заважає зростанню електричної міцності через зростання

довжини проміжку. В такому випадку для зменшення неоднорідності електричного поля переважно, зазвичай, приймаються додаткові технічні засоби, наприклад, систему екранування.

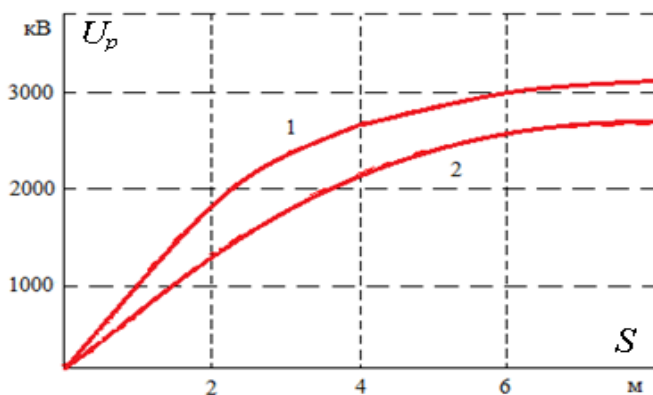


Рисунок 2.1 – Залежність електричної міцності від довжини проміжку для стандартних форм електродів:

1 – «стрижень-стрижень»; 2 – «стрижень-площина».

Чистота поверхні електродів. Через нерівності їх поверхні збільшується напруженість поля та знижується електрична міцність. Клас чистоти обробки їхньої поверхні має бути не нижче шести (6), або обробляти поверхню покриттям тонким шаром твердого діелектрика (ТД).

Матеріал електродів. Він практично впливає на електричну міцність проміжку, якщо тиск повітря перевищує 1 МПа. В залежності від збільшення електричної міцності матеріали електродів розміщуються у такій послідовності: алюміній, мідь, нікель, латунь, сталь. Через те, що для виривання вільних електронів з поверхні металу під дією електричного поля необхідна значно менша енергія, зрозуміло, що це сприяє зменшенню електричної міцності.

Вологість повітря. На електричну міцність повітря помітно впливає його вологість для проміжків, менших за 0,2 м. У

довідникових матеріалах значення електричної міцності наводяться для нормальних умов, що складають $11 \Gamma/\text{М}^2$. В реальних умовах роботи ЕАВН вплив вологості на електричну міцність вираховується таким чином:

$$I_{pp} = \frac{U_{po}}{1 - \Delta},$$

де U_{po} – електрична міцність при нормальній вологості;

Δ – поправка, що знаходиться за допомогою графіка [6, 19].

Значний вплив вологості відбувається при виникненні коронних розрядів (корони) на електродах та при частоті імпульсної напруги, вищої за 50 Гц. За умови рівномірного поля цей вплив значно зменшується.

Температура. При її підвищенні (наприклад, від 20°C до 50°C для мідних електродів повітряного вимикача, які мають трубчастий переріз із зовнішнім діаметром 70 мм та внутрішнім діаметром – 40 мм) електрична міцність міжконтактного проміжку знижується у 2 рази.

Чистота повітря. Додаткова очистка, наприклад, під тиском 2 МПа підвищує електричну міцність до 70 %.

Тиск. Стисле повітря (підвищення значення тиску) сприяє підвищенню електричної міцності. Наприклад, за умови знаходження в стислому повітрі можна суттєво підвищити електричну міцність зміною форми електродів (наприклад, заміна голкових електродів кульовими хоча і впливає на неоднорідність електричного поля, але значно підвищує електричну міцність). Навпаки, відомо, що міцність рухомого повітря менше, ніж нерухомого, через локальне зменшення густини повітря та тиску завдяки турбулентності (завихрення) повітряного потоку і, відповідно, зменшується електрична міцність.

Для практичного обиравання довжини ізоляційних проміжків отримані значення, що були знайдені за графіками та емпіричними формулами, необхідно збільшити не менше, ніж на 5 %. Це необхідно для компенсування похибок, що можуть

виникати в процесі виготовлення та складання окремих деталей в конструкціях високовольтних пристроїв.

Підвищення електричної міцності повітряних проміжків основане на вирівнюванні електричного поля до рівня слабонеоднорідного. Це можна забезпечити такими засобами:

- підвищенням радіусу кривизни електродів таким чином, щоб вони перевищували міжелектродні відстані;
- підвищенням якості обробки та усунення нерівностей поверхні електродів;
- використанням засобів для зниження забруднення поверхні електродів впродовж експлуатації.

Послідовність кроків та алгоритм розрахунку газової ізоляції має наступний вид:

$$U_n \rightarrow U_{вин} \rightarrow U_p \rightarrow U_{із},$$

при виконанні умови, що розрядна напругає більшою за випробувальну:

$$U_p > U_{вин}.$$

Значення випробувальної напруги $U_{вин}$ обирається за довідниковими джерелами [6] в залежності від наступних умов, а саме:

- виду діючих імпульсів напруги (промислової частоти, грозовий, комутаційний);
- виду ізоляції (зовнішня або внутрішня);
- конструктивних особливостей ізоляційних проміжків (наприклад, таких чинників, як форма електродів, вид апарату, вид ізоляційного проміжку (наприклад, «фаза-фаза», «фаза-земля», тощо).

Розміри U_p та $S_{із}$ можуть бути обрані на основі довідкової інформації:

- за допомогою графіків з довідникових даних;
- за допомогою статистичних даних;
- за емпіричними формулами.

Наприклад, [6]

$$U_p = 1,1 \cdot U_{вин} \cdot K \cdot K_k, \quad (2.1)$$

де $U_{вин}$ – це випробувальна напруга для сухої поверхні ізолятора (наприклад, закритого розподільного пристрою (ЗРП)), або для поверхні, що знаходиться під дощем (наприклад, відкритого розподільного пристрою (ВРП));

K_k – це коефіцієнт координації рівнів ізоляції, який враховує тяжкість наслідків можливої аварії, а також вимоги до надійності і обирається у межах (1,1...1,4);

K – це коефіцієнт, який враховує розміщення апарату на висоті в межах (1000...3500) м над рівнем моря для ізоляції, що знаходиться під дощем, та в умовах сухої ізоляції.

Значення цього коефіцієнту визначається:

– для ізоляції в умовах сухого стану (ЗРП), необхідно скористатися формулою:

$$K_{сух} = \frac{1}{1,1 - 10^{(-4)H}}, \quad (2.2)$$

де H – висота знаходження апарату над рівнем моря, м;

– для ізоляції в умовах знаходження під дощем (ВРП), треба скористатися формулою:

$$K_{дощ} = 1 + 0,75 (K_{сух} - 1). \quad (2.3)$$

2.2.3 Вакуумна ізоляція. У вакуумі, коли тиск газу менший за 10 мПа, зіткнення заряджених часток та часток залишкового газу буває дуже нечастим. Ці частки з'являються у вакуумі через газ, який був адсорбований раніше електродами та ізоляційними деталями під час виготовлення. Цей процес має назву газовиділення, яке значно ускладнює розрахунки та порівняння розрядних характеристик у вакуумі. Тому при проектуванні вакуумної ізоляції, частіше за все, користуються експериментальними даними.

Довжина міжелектродного проміжку дорівнює (10...60) мм для номінальних напруг (6...35) кВ. Залежність електричної

міцності від глибини вакууму при фіксованій довжині проміжку має вид, показаний на рис. 2.2. При цьому залишковий тиск газу практично не впливає на електричну міцність проміжків довжиною до 10 мм [6, 19].

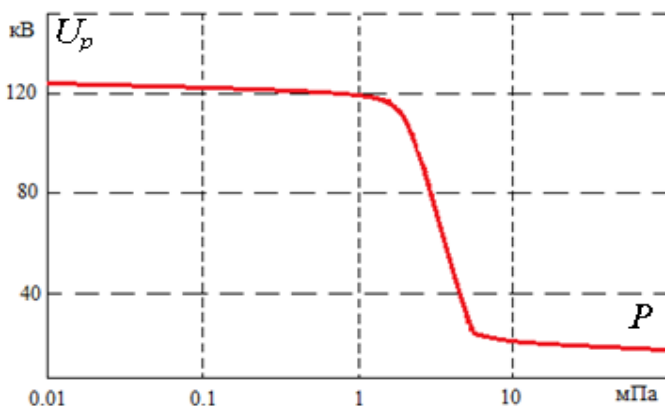


Рисунок 2.2 – Залежність електричної міцності від тиску для ізоляційного міжконтактного проміжку довжиною 3 мм у вакуумі

Газовиділення та його негативний вплив можна знижувати способом так званого «тренування» електродів перед збиранням конструкції ЕАВН шляхом їх нагріву до високої температури у вакуумі. Протягом високовольтного «тренування» проходить поглинання газів в іонізованому стані при виникненні імпульсів газового розряду, та знижується ефективність дії ініціаторів вакуумних пробів на поверхні контакт-деталей. Однак, одночасно з цим тренуванням, можуть виникати руйнування поверхні електродів, що збільшує їх схильність до зварювання при контакті електродів і вірогідність їх злипання. Задачею при цьому є оптимізація режиму тренування задля підвищення електричної міцності без руйнування контактного покриття.

Матеріал електродів впливає на електричну міцність вакуумного проміжку аналогічно повітряній ізоляції. Наприклад, для проміжку 1 мм його електрична міцність складає [4]:

- для сталевих електродів – 122 кВ;

- для електродів з нікелю – 96 кВ;
- для електродів з алюмінію – 41 кВ;
- для електродів з міді – 37 кВ.

Форма поверхні електродів впливає на електричну міцність вакууму менше, ніж у стислому повітрі. Збільшення площі поверхні електродів призводить до зменшення електричної міцності через зростання кількості вільних електронів, які вириваються з поверхні металу під дією електричного поля.

2.3 Розряд у повітрі по поверхні твердого діелектрика

Пробій (ізолятора) – це розряд у твердому ізоляційному матеріалі ізолятора, або ж твердого діелектрика (ТД), що викликає повну втрату його діелектричної міцності.

Пробій твердих тіл може виникати як через електричні, так і через теплові процеси, перебіг яких залежить від характеру електричного поля (постійного чи змінного, імпульсного, низької чи високої частоти), наявності дефектів діелектрика, зокрема закритих пор, від умов відводу тепла та часу дії напруги.

У випадку різко неоднорідного поля, що характерно для більшості конструкцій ЕАВН, розрізняють три стадії розряду по поверхні ТД:

- коронний розряд (корона) – це розрядний процес у вузькій області біля краю електрода. Він виникає у вигляді об’ємного саява і супроводжується шумовим ефектом у вигляді тріску;

- ковзкий розряд – це нитковидні розряди вздовж поверхні ТД, які охоплюють значну частину розрядного проміжку;

- повне перекриття – це розвиток ковзких розрядів по всій довжині розрядного проміжку вздовж поверхні ТД (рис. 2.3).

Руйнівні дії коронного розряду призводять до того, що:

- рідинні вуглеводні та тверді органічні діелектрики руйнуються з виділенням газоподібних продуктів та сажі;

- неорганічні ТД руйнуються під впливом місцевих напруг електричного поля та підвищених температур.



Рисунок 2.3 – Перекриття гірлянди підвісного ізолятора

Під час експлуатації ЕАВН нормативними документами дозволяється короточасне існування нестійкої корони, наприклад, в екстремальних умовах оточуючого середовища, але ж існування ковзкого розряду неприпустимо.

Розрядна напруга в повітрі вздовж поверхні твердого діелектрика значно менша, ніж по тому ж самому шляху як в повітряному проміжку. Це пояснюється тим, що діелектрична проникність твердого діелектрика значно більша, ніж в повітрі, і це призводить до посилення напруженості поля в повітрі поблизу його поверхні, особливо поблизу від електродів, як показано на рис 2.4. Фізичний сенс процесу пробую по поверхні ТД є таким. У місці з максимальною напруженістю поля E (у місця з'єднання електродів 1 та діелектрика 2) зазвичай, виникають часткові розряди, які поступово збільшуються вздовж них, і нарощують свою потужність. Цей розряд призводить до подальшого підвищення неоднорідності поля і поступово переростає в розряд вздовж поверхні. Він має назву «ковзкий». При подальшому збільшенні напруги «ковзкий» розряд призводить до повного перекриття ізоляційного проміжку S .

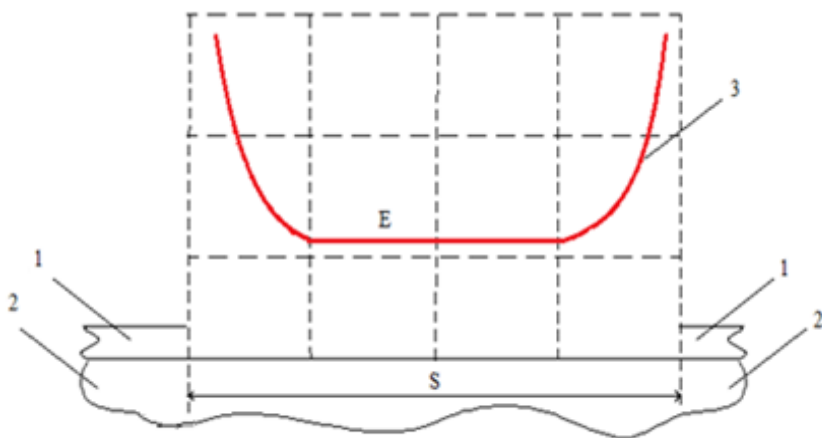


Рисунок 2.4 – Розподіл напруженості поля вздовж поверхні твердого діелектрика:

1 – електроди; 2 – твердий діелектрик; 3 – функція розподілу напруженості поля.

Електрична міцність при розряді по поверхні залежить від наступних чинників.

По перше, від *положення поверхні ТД* відносно силових ліній поля. Якщо поверхня (напрямок розряду) збігається з силовими лініями, то викривлення поля буде мінімальним і наблизатиметься до однорідного. В протилежному випадку поле буде різко неоднорідне і електрична міцність зменшуватиметься.

Другим чинником є *ступінь неоднорідності поля*. Чим вона вище, тим електрична міцність буде меншою.

Третій чинник – це *матеріал ТД та стан його поверхні*. Забруднення та вологість поверхні призводять до викривлення електричного поля та виникнення часткових розрядів, які знижують електричну міцність. Вплив різних ізоляційних матеріалів у формі циліндричних ізоляційних вставок між плоскими електродами показано на рис. 2.5 [6, 19].

Четвертий чинник – це *якість контакту електрода з ізолятором*. При поганому контакті підвищується напруженість поля в місці контакту, де виникають часткові розряди з усіма негативними наслідками.

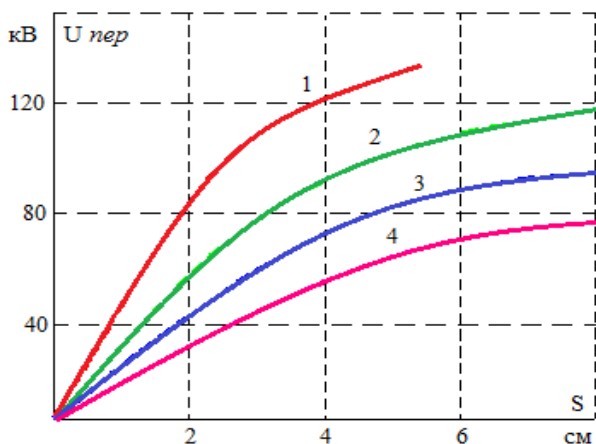


Рисунок 2.5 – Вплив матеріалу твердого діелектрика на електричну міцність при розряді по його поверхні:

1 – повітря; 2 – парафін; 3 – порцеляна; 4 – порцеляна при поганому контактуванні з електродами.

Наступні чинники – це *гігроскопічність ТД і вологість повітря*. З підвищенням вологості розрядна напруженість поля та електрична міцність швидко спадають. За нормальних умов та довжини проміжку, вищою за 10 см, робоча напруженість поля в загальному випадку для порцелянової ізоляції має такі значення [1, 6, 19]:

- для сухої поверхні – близько 5 кВ/см;
- для поверхні під дощем – (2,1...2,4) кВ/см.

Для збільшення значення напруги перекриття ізолятори мають ребристу поверхню. Для вибору ізолятора необхідно провести розрахунки значення напруги перекриття, при цьому головною характеристикою має бути довжина шляху витoku по

поверхні ізолятора та його активна висота h_a , як показано на рис. 2.6.

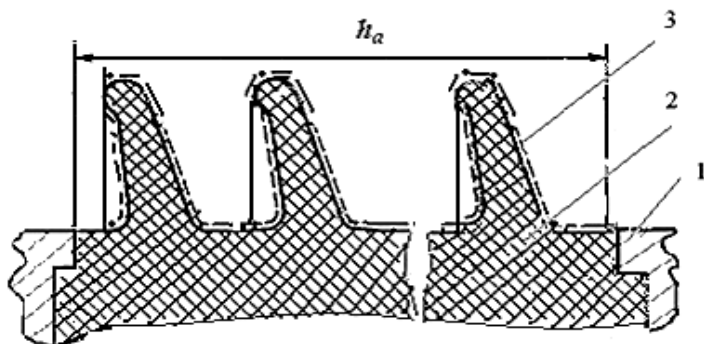


Рисунок 2.6 – Ескіз ізолятора з головними параметрами:

1 – фланець; 2 – ребро; 3 – довжина шляху витoku.

Методику розрахунку та обрання ізолятора наведено у [6, 19], згідно з якою розрахунок параметрів опорного ізолятора належить провести у наступній послідовності.

1) Початковими даними для розрахунку є номінальна напруга, умови розміщення (внутрішнє, зовнішнє), кліматичне виконання, спосіб закріплення арматури, конфігурація (форма) ізолятора (циліндричний, конічний, порожній, стрижневий та ін.), категорія ізоляції (А, Б, В) та інші.

2) Визначається випробувальна напруга під дощем та для сухої поверхні.

3) Визначається розрахункова напруга за формулами (2.1)...(2.3).

4) Визначається активна висота ізолятора за емпіричними формулами.

5) Визначається діаметр порцеляни з урахуванням механічного навантаження за методикою [6].

6) Обирається стандартний тип ребра та визначаються його параметри.

7) Розраховується кількість ребер за допомогою емпіричних формул.

8) Виконується ескіз ізолятора та визначається довжина шляху витоку.

9) Обирається кінцевий тип ізолятора та його конструктивні елементи.

2.4 Ізоляційні проміжки у трансформаторному маслі

Пробій рідинної ізоляції викликано наявністю домішок, у країв котрих виникає підвищена місцева напруженість поля. Характерними видами домішок є нитки обтирального матеріалу, частки ізоляції, продукти руйнування трансформаторного масла, бульки повітря та вологи, частки металу, тощо.

Механізм пробою трансформаторного масла: під дією електричного поля домішки поляризуються, втягуються в області з підвищеною напруженістю поля, де утворюють так звані містки. Внаслідок високої напруженості поля на краях домішок, уздовж містків виникають часткові розряди (ЧР), які поступово здовжуються і виникає пробій. Напруженість поля всередині бульки повітря вище, ніж у маслі. Всередині бульки виникає ЧР, який сприяє подальшому газовиділенню внаслідок руйнації трансформаторного масла та подальшого зниження його електричної міцності. В умовах неоднорідного поля пробій може не виникати внаслідок таких умов:

- низької напруженості поля на вістрі розрядного каналу;
- за умови малої тривалості дії напруги;
- коли містки, утворені домішками, руйнуються тепловим рухом трансформаторного масла, наприклад, через примусове охолодження.

Чергування (постійна зміна стану) виникнення та руйнації містків призводить до значного розкиду розрядної напруги.

Електрична міцність трансформаторного масла залежить від таких чинників.

Вологовміст – це співвідношення маси води до маси масла. Вода, зазвичай, в маслі може бути присутня в розчиненому та емульсійному стані. Вода знижує електроізоляційні характеристики масла, прискорює старіння целюлозної ізоляції та самого масла, знижує питомий опір і підвищує тангенс кута діелектричних втрат. Нерозчинена емульсійна вода мас

найбільший негативний вплив на електричну міцність масла (різко знижує пробивну напругу масла). Наявність вільної емульсійної води може бути виявлено у вигляді окремих крапель або замутнені при візуальному контролі. Вода в розчиненому стані визначається фізичними або хімічними випробуваннями. Для трансформаторних масел найбільш придатні гідрокальцієвий метод та метод Карла Фішера, які відрізняються високою чутливістю та точністю і дають можливість визначати наявність дуже малої кількості вологи в маслі (процедура визначення показника методом Карла Фішера міститься в Публікації ІЕС 814 і Публікації ІЕС 733). Показник у вітчизняних та міжнародних нормативних документах регламентовано для застосування на об'єктах електроенергетики, і він є обов'язковим для контролю за якістю свіжих та експлуатаційних масел.

Волога в ізоляційних проміжках виникає внаслідок конденсації через коливання температури, а також надходить з твердої ізоляції внаслідок її гігроскопічності. Бульбашки вологи розташовуються вздовж силових ліній поля у вигляді тонких ниток.

Гази. Бульбашки газів виникають внаслідок руйнування масла електричною дугою або ЧР, а також від вібрації конструктивних елементів у трансформаторному маслі.

Механічні домішки органічного та неорганічного походження. Вміст поліхлорбіфенілів (ПХБ, англійський еквівалент – РСВ) визначається для оцінювання шкідливості масел. Поліхлорбіфеніли – екологічно шкідливі сполуки, які з'являються у процесі старіння масел або у разі неякісної технології їх виготовлення. Свіжі нафтові масла не повинні вміщувати ПХБ, але в маслах, що експлуатуються, в сумішах свіжих масел з маслами, які регенеровані, ПХБ можуть бути. Через негативний вплив ПХБ на оточуюче середовище і людей їх застосування заборонено у всьому світі і з 90-х років контроль вмісту ПХБ в ізоляційних маслах у країнах Західної Європи є обов'язковим.

Відповідно до європейських директивних вказівок ES 76/403 (1992) забороняється використання експлуатаційних масел із вмістом ПХБ більше 50 ppm (50 мільйонних часток) від об'єму масла. За необхідності визначення вмісту ПХБ необхідно

керуватися положеннями Публікації ЕС 997. Показник не регламентовано вітчизняними нормативними документами для застосування на об'єктах електроенергетики для оцінювання якості експлуатаційних масел. Однак він є обов'язковим для оцінювання якості свіжих масел, які виробляються за межами СНД.

Анілінова точка – це найменша температура, при якій гомогенний розчин рівних об'ємів проби масла та аніліну починає розділятися. Масла з великим вмістом ароматичних вуглеводнів мають більш низьку анілінову точку. Найбільш високу анілінову точку мають парафінові масла – від 79 до 94 °С, більш низька анілінова точка у нафтових масел – від 59 до 82 °С. Показник не регламентовано вітчизняними та міжнародними нормативними документами для застосування на об'єктах електроенергетики, однак він може використовуватися при ідентифікації масла.

Частки вуглецю. Виникають внаслідок руйнації трансформаторного масла дугою або ЧР та вібрації конструктивних елементів, наприклад, магнітопроводу, у трансформаторному маслі. Частки вуглецю утворюють домішки, які осаджуються на поверхню ТД, де утворюють напівпровідні покриття.

Час дії та вид напруги. Чим коротша тривалість імпульсу перенапруги, тим менш рівень іонізації та вище електрична міцність проміжку. Залежність електричної міцності від тривалості перенапруги показана на рис. 2.7. У більшості практичних випадків, коли тривалість дії перенапруги більша за 1 хвилину, електрична міцність залишається постійною. Електрична міцність проміжку при дії імпульсної напруги буде вищою, ніж при дії напруги промислової частоти.

Температура. Її підвищення з 20 °С до 90 °С знижує електричну міцність трансформаторного масла на (15...20) % [5].

Тиск масла. З підвищенням тиску зростає розчинність газу у маслі, що веде до підвищення електричної міцності.

Форма електродів впливає на електричну міцність трансформаторного масла аналогічно, як і у повітряній ізоляції.

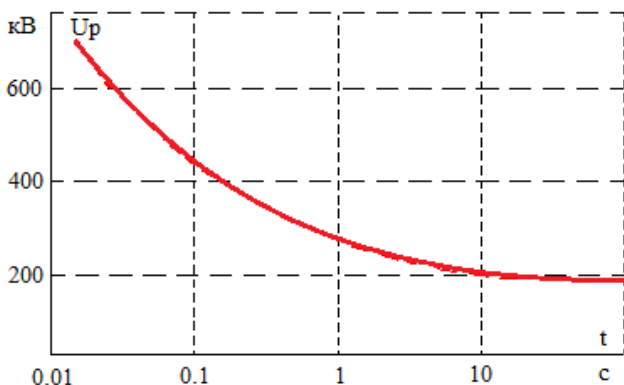


Рисунок 2.7 – Залежність електричної міцності від тривалості дії напруги

Засоби підвищення електричної міцності масляних проміжків такі:

- використання електродів з напівкруглими краями та збільшення їх діаметра, що призводить до вирівнювання поля і підвищує електричну міцність у (2...3) рази;

- покриття електродів тонким шаром твердого діелектрика в середовищі трансформаторного масла. Наприклад, в умовах промислової частоти це дозволяє підвищити електричну міцність: у однорідному полі на (70...100) %; у слабо неоднорідному полі на (25...35) %; у різко неоднорідному полі на (10...15) %; при імпульсній напрузі електрична міцність практично не підвищується;

- розміщення бар'єрів з тонкого ТД в місцях з максимальною напруженістю поля. Цей засіб діє ефективно як при напрузі промислової частоти, так і при імпульсній напрузі.

Алгоритм розрахунку масляної ізоляції наступний:

$$U_n \rightarrow U_{вин} \rightarrow U_p = 1,1 \cdot U_{вин} \cdot K_k \rightarrow S_{із} ,$$

де K_k – коефіцієнт координації рівнів ізоляції, який дорівнює значенню в межах (1,1...1,3).

У маслonaповненому обладнанні ЕАВН характерними елементами є ізоляційні проміжки в трансформаторному маслі по поверхні ТД. Для поверхні ТД у трансформаторному маслі чинними є всі висновки, що і для поверхні у повітрі. Тобто, електрична міцність проміжку в трансформаторному маслі буде більшою, ніж при тій же відстані у маслі по поверхні ТД. Головними причинами такого явища є:

- підвищена напруженість поля на межі розділу ізоляційних середовищ (твердий діелектрик–трансформаторне масло);
- притягнення до ізоляційної поверхні та осадження на ній домішок, які присутні у трансформаторному маслі в процесі експлуатації.

За умови різко неоднорідного поля, що зазвичай характерно для більшості конструкцій апаратів, розряд у маслі по поверхні ТД, як і у повітрі, має три стадії: коронний розряд (корона); ковзкий розряд; повне перекриття. Розрахунок таких ізоляційних проміжків здійснюється за емпіричними формулами. Приклади реалізації таких методик для різних ізоляційних матеріалів наведені у [1, 6, 19, 76].

2.5 Тверда ізоляція

Через складність процесів, які виникають у твердій ізоляції, однозначної теорії пробою не існує. Тому розрахунки здійснюються за емпіричними методиками, які базуються на досвіді та висновках експериментальних досліджень. При цьому розрізняють дві характерні групи ТД:

- органічні ТД, до яких відносяться гетинакс, текстоліт, папір, компаунди, кремнійорганічні гуми та ін.;
- неорганічні ТД, до яких відносяться такі матеріали, як порцеляна, слюда, скло, компаунди та інші.

Фізика процесу пробою твердого діелектрика є такою.

Електричний пробій твердих діелектриків, як і пробій газів, пов'язаний з прискоренням руху електронів під дією електричного поля. Електрони в твердих тілах пов'язані з окремими атомами або з групою атомів. У місцях структурної неоднорідності матеріалу цей зв'язок є найбільш слабким, окрім того в діелектриках є вільні електрони – електрони провідності.

Число вільних електронів характеризує струм провідності (або опір ізоляції) за умови постійної напруги. За звичайних температур число вільних електронів є незначним. Впродовж підвищення температури і напруженості електричного поля зростає провідність, і збільшується енергія, що передається електронами кристалічній решітці матеріалу, яка розсіюється в товщі діелектрика у вигляді тепла. Це викликає безперервне зростання температури і в кінцевому підсумку призводить до пробую. Напруга, при якій відбувається пробій, характеризує електричну міцність діелектрика. З викладеного випливає, що електричний пробій твердих діелектриків є результатом температурної нестійкості електронів. Слід зазначити, що мікроскопічні дефекти незначною мірою знижують електричну міцність, якщо основна структура матеріалу не зруйнована. Значне зниження електричної міцності діелектрика викликається видимими дефектами. Пробивна напруга зростає пропорційно товщині діелектрика. Ця закономірність порушується лише в дуже тонкому шарі: при товщині шару діелектрика в межах мікрона електрична міцність зростає. Умови для електричного пробую в неоднорідному полі перш за все виникають у електродів з великою кривизною, де починається розрядний канал. Каналом висока напруженість поля передається в глиб проміжку, довжина каналу збільшується і закінчується пробоем діелектрика. У твердій ізоляції, так само як і в газовому проміжку, діє бар'єрний ефект. Для створення його в ізоляції поблизу електрода з найбільшою кривизною закладається бар'єр з тонкої високоміцної плівки. При імпульсній подачі напруги можливі часткові розряди, які, руйнуючи частину ізоляції, призводять до поступового зниження електричної міцності ізоляції в цілому. Так, наприклад, при поданні напруги до листа кабельного паперу протягом 5 мкс при першому імпульсі пробій стався при напрузі 400 кВ, при другому – при напрузі 400 кВ, при третьому – при напрузі 350 кВ, а вже при четвертому – при напрузі 60 кВ. Пробій під дією послідовності (ряду) імпульсів називається кумулятивним ефектом.

В порожнинах ТД (наприклад, мікропори епоксидної ізоляції, які сягають 10 мкм, газові включення, тощо) та

внаслідок їх складної геометрії, виникає підвищена місцева напруженість поля. Утворюються часткові розряди, які в подальшому руйнують ізоляцію (наприклад, шляхом прискорення процесу іонізації, підвищення температура та ін.), через що виникають передумови для виникнення пробою. Головними причинами утворення порожнин у ТД є різке коливання температури, ЧР, змінні механічні навантаження, порушення технології виготовлення, наприклад для епоксидної ізоляції т. і.

Важливими чинниками ЧР, що призводять до руйнації твердого діелектрика, можуть бути:

- підвищення його температури в місцях знаходження розряду через вплив енергії вільних електронів та іонів, які бомбардують поверхню;

- підвищена місцева напруженість поля в місці миттєвого аноду та катоду стінки порожнини внаслідок змінення геометрії поверхні;

- випромінювання збуджених та рекомбінуючих атомів та молекул;

- реакції з хімічно-активними речовинами ЧР (озон, атомарний кисень, окисли азоту, пари вологи т. і., які можуть утворювати розчини кислот, наприклад, азотної).

На електричну міцність ТД мають вплив також наступні чинники.

Ступінь неоднорідності електричного поля. Для загальних розрахунків робоча напруженість поля має такі значення [6]:

- для монолітного ТД – (1...2) кВ/мм;

- для ТД зі складною структурою – (0,3...0,5) кВ/мм.

Температура нагріву, яка визиває прискорення хімічних процесів руйнування ТД.

Гігроскопічність. Проникнення вологи прискорює електричне та теплове старіння, підвищує інтенсивність ЧР. Для зниження негативного впливу гігроскопічності використовують герметизуючі плівки та покриття. Наприклад, для порцеляни – це глазурування склоемалями, для органічної ізоляції це просочення лаком із послідуочим сушінням.

Час прикладання напруги.

Змінні механічні навантаження, які сприяють виникненню порожнин у структурі ТД внаслідок утомних процесів.

Послідовність кроків розрахунку твердої ізоляції здійснюється аналогічно розрахунку повітряної ізоляції, тобто алгоритм розрахунку такий:

$$U_n \rightarrow U_{вин} \rightarrow U_p \rightarrow U_{із} = \frac{U_p}{E_{p(вин)}}.$$

Внаслідок складності структури ЕАВН неможливо забезпечити виготовлення ізоляційної конструкції з однорідного матеріалу. Рішення цієї проблеми можливо за рахунок комбінованої ізоляції, яка має структуру з послідовно розташованих шарів різнорідних ізоляційних матеріалів. Характерними видами комбінованої ізоляції є паперово-масляна ізоляція, яка має два різновиди, це паперово-масляна ізоляція та паперово-масляна конденсаторна ізоляція; маслобар'єрна конденсаторна ізоляція; тверда паперово-конденсаторна ізоляція тощо.

2.5.1 Паперово-масляна ізоляція

Паперово-масляна ізоляція (ПМІ) є основним видом внутрішньої ізоляції для апаратів класів напруги 110 кВ та вище.

Паперово-масляна ізоляція складається з ряду послідовних шарів просоченого маслом паперу і масляних прошарків між шарами паперу. Технологічно ця ізоляція виконується шляхом намотування паперового кістяка і подальшого просочення ізоляції маслом. Тому паперово-масляна ізоляція називається також паперово-просоченою ізоляцією. В даний час паперово-масляна ізоляція по праву вважається ізоляцією вищої якості, що використовується в конструкціях з найбільш високими напругами електричного поля. Паперово-масляна ізоляція забезпечує найбільшу електричну міцність відповідно до заданих габаритів апарату, або найменші габарити відповідно до заданої міцності, порівняно з іншими поширеними видами ізоляції.

Розрізняють два види виготовлення ПМІ:

– листова ізоляція, яка виготовляється намотуванням суцільною по довжині деталі, що ізолюється листами паперу. Цей тип ізоляції використовується для виготовлення прямолінійних елементів ізоляційної конструкції;

– стрічкова ізоляція, яка виготовляється намоткою по спіралі стрічки паперу до необхідної товщини. Така технологія забезпечує гнучкість ізоляції, можливість отримання конфігурації будь-якої складності тощо.

Ізоляційна паперова стрічка в залежності від ширини може бути двох видів:

- вузька – шириною (12...35) мм;
- широка – шириною (120...180) мм.

Намотування стрічки здійснюється переважно двома способами:

- з позитивним перекриттям (внахлест);
- з від'ємним (негативним) перекриттям.

Електрична міцність паперово-масляної ізоляції знаходиться в межах від 10 кВ/мм до 20 кВ/мм та залежить від наступних чинників.

Структура ізоляції, яка може бути прямолінійною, криволінійною, або такою, що розгалужується, та переважно має дві характерні області:

– область, що віддалена від країв електродів, в якій силові лінії поля розташовані впоперек шарам паперу, тому викривлення поля буде мінімальним, а електрична міцність буде максимальною;

– область, наближена до країв електродів, в якій внаслідок неоднорідності поля силові лінії розташовані вздовж шарів паперу, через що електрична міцність знижується від 10 до 20 разів.

Характеристика та тиск трансформаторного масла. Короткочасна і довготривала міцність паперово-масляної ізоляції значно збільшується при збільшенні тиску. З ростом тиску також зростає міцність масла в прошарках і, крім того, ускладнюється розвиток розряду в повітряних включеннях. Наприклад, підвищення тиску від 0,1 МПа до 0,6 МПа призводить до підвищення електричної міцності масляного проміжку до 2 разів.

Сорт паперу. Пробивна напруга масляних проміжків визначає пробивну напругу всієї паперово-масляної ізоляції загалом, тому що електрична міцність масла нижче, ніж має сам папір. Найбільш слабе місце паперово-масляної ізоляції – це масляний прошарок, електрична міцність якого у 5 разів нижче, ніж має папір. При змінній напрузі пробій багат шарового паперово-масляного діелектрика завжди починається з часткових пробойів масляних прошарків. Тому при конструюванні ізоляції завжди прагнуть зробити масляні прошарки δ_m більш тонкими, через те, що в тонких шарах пробивна напруженість в маслі зростає. Цього можна досягнути збільшенням щільності намотування, обпресуванням і, перш за все, зменшенням товщини паперу δ_p . Залежність пробивної напруженості E_{np} від товщини паперу приведена на рис. 2.8. Застосування тонкого паперу призводить до помітного зростання електричної міцності ізоляції (див. рис. 2.8). Не зважаючи на велику різноманітність ізоляційних конструкцій співвідношення δ_m/δ_p має залишатися приблизно рівним 1...1,7, де δ_m – товщина масляного проміжку, δ_p – товщина паперу.

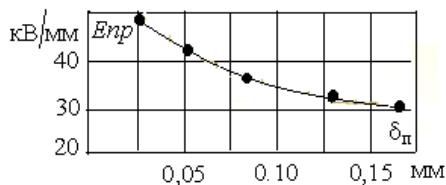


Рисунок 2.8 – Залежність пробивної напруженості електричного поля для паперово-масляної ізоляції від товщини листа паперу

Якщо використовувати більш тонкий папір, то можна збільшити допустиму напруженість поля, не надто збільшуючи товщину всієї ізоляційної конструкції.

Якщо папір буде мати дуже маленьку товщину, то він може містити наскрізні масляні канали, через що буде знижуватися його електрична міцність, тому що міцність масла нижча за міцність паперу. Підвищити електричну міцність паперу можна за рахунок збільшення його щільності, але при цьому буде

зростати напруженість поля в масляних проміжках. Щільність паперу по різному впливає на короточасну або довготривалу міцність ізоляції. Отже, при збільшенні щільності паперу короточасна міцність підвищується, а довготривала – знижується.

Якість сушіння паперової ізоляції. Наявність адсорбованої в товщі ізоляції вологи є причиною суттєвого зниження електричної міцності, як це показано на рис. 2.9.

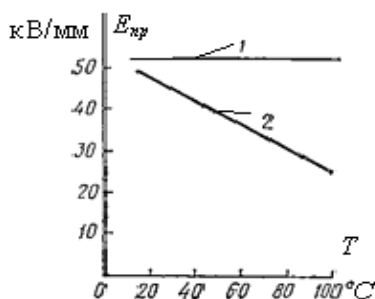


Рисунок 2.9 – Залежність електричної міцності від якості сушіння ізоляції:

1 – добре висушена ізоляція; 2 – погано висушена ізоляція.

Пряма 1, отримана для добре висушеного паперу, демонструє відсутність залежності від температури, і, навпаки, при погано висушеному папері (крива 2) демонструє велику залежність електричної міцності від температури. Цей графік підкреслює важливість гарного сушіння паперово-масляної ізоляції. Для цього використовують сушіння ізоляції безпосередньо перед кінцевим складанням всієї конструкції апарата, для чого здебільшого використовують два види нагріву:

- зовнішній нагрів, який здійснюється у спеціальних печах у вакуумному середовищі під тиском 10^{-2} Па та тривалістю (100...150) годин;

- внутрішній нагрів за рахунок протікання по струмопровідному контуру апарата номінального струму у вакуумному середовищі.

Найбільш слабе місце паперово-масляної ізоляції – це масляний прошарок, електрична міцність якого в 5 разів нижче, ніж має папір.

Послідовність пробою ПМІ є такою: спочатку під дією електричного поля виникають ЧР у масляному папері, через що виникає руйнація трансформаторного масла, потім – пробій паперового шару, тощо та, в кінцевому результаті, – призводить до виникнення повного пробою.

Конструктивно ПМІ має два види: одноступенева та двоступенева ізоляція, приклади яких показані на рис. 2.10. Перевагою двоступеневої конструкції є зменшення об'єму паперу за однаковою електричною міцністю. Загальна товща ПМІ для різних класів напруги має для 35 кВ – близько 16 мм, а для 220 кВ – близько 100 мм.

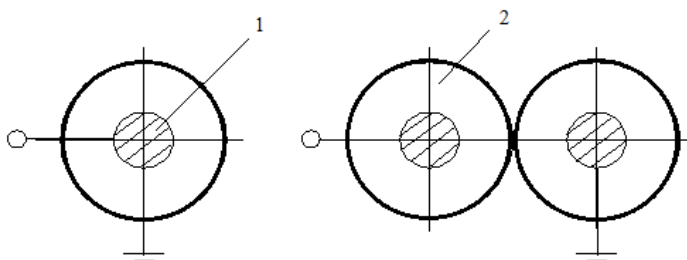


Рисунок 2.10 – Конструктивні види ПМІ:

1 – електрод; 2 – ізоляція.

Характерним прикладом конструкції ПМІ є активна частина трансформатора струму з двоступеневою ізоляцією, яка показана на рис. 2.11, де позначені такі конструктивні елементи:

- 1 – виводи первинної обмотки – лінійна частина ізоляції;
- 2 – місце з'єднання лінійної та кільцевої частин, так званий «трійник», який є найбільш слабкою частиною ізоляції;
- 3 – первинна обмотка – нелінійна частина ізоляції;
- 4 – тороїдальний магнітопровід із вторинною обмоткою;
- 5 – виводи вторинної обмотки – лінійна частина ізоляції.

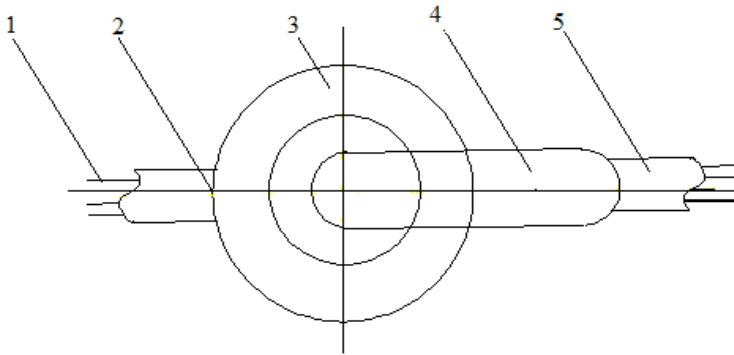


Рисунок 2.11 – Активна частина трансформатора струму

Головним недоліком ПМІ є те, що напруженість по товщі ізоляції розподіляється нерівномірно, пропорційно ємності окремих її шарів. За цією причиною більші електричне навантаження і напруженість поля мають зовнішні шари ізоляції.

Такі умови потребують додаткового підсилення ізоляції, що веде до зростання масо-габаритних розмірів ізоляційної конструкції, особливо на класи напруги вищі за 220 кВ. Одним із засобів зменшення цього недоліку є використання примусового вирівнювання напруженості за рахунок використання конденсаторних обкладинок.

2.5.2 Паперово-масляна конденсаторна ізоляція (ПМКІ)

Структуру ПМКІ зручно пояснити на прикладі прохідного ізолятора, структуру якого показано на рис. 2.12. Ця конструкція являє собою декілька шарів ізоляції, виконаних шляхом намотування паперової стрічки, які чергуються з шарами перфорованої алюмінієвої фольги, що утворюють конденсаторні обкладинки. Перфорація необхідна для покращення сушіння та просочення ізоляції трансформаторним маслом. Довжина обкладинок та шарів ізоляції поступово зменшується від електрода до фланця. При цьому утворюється ряд послідовно з'єднаних конденсаторів. Товщина та довжина шарів і конденсаторних обкладинок обирається таким чином, щоб

ємності утворених конденсаторів були приблизно рівними. Це забезпечує більш рівномірний розподіл напруги та напруженості поля між ними.

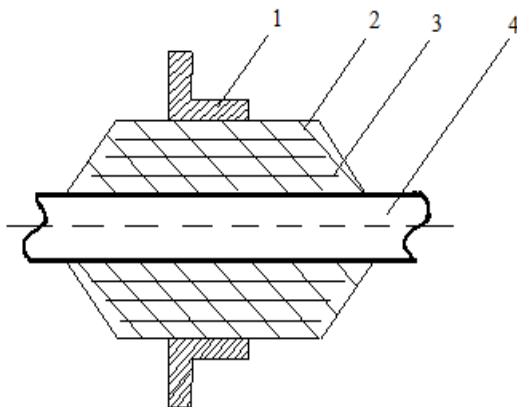
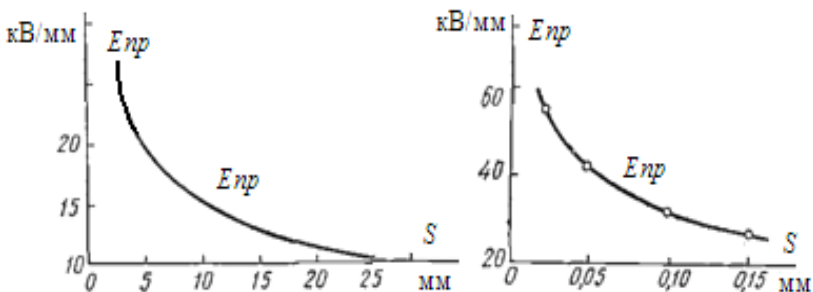


Рисунок 2.12 – Структура прохідного ізолятора з ПМКІ:

1 – фланець для кріплення; 2 – паперово-масляна ізоляція; 3 – конденсаторні обкладки; 4 – первинна обмотка у вигляді труби.

Методики та особливості розрахунку наведені у [1, 6]. Порівняння електричної міцності ПМІ та ПМКІ показано на рис. 2.13. Головною перевагою ПМКІ є більш рівномірний розподіл напруги між окремими шарами ізоляції. Але в процесі експлуатації дійсне значення електричної міцності ПМКІ отримується нижче за розрахункове. Це трапляється під впливом процесів іонізації, які мають розвиток під впливом різко неоднорідного поля у товщі ізоляції, особливо на кінцях конденсаторних обкладок. Ці процеси мають назву «крайовий ефект». Розряд по лінії розділу напруженості («повітря-фарфор», «масло-папір», тощо) називається поверхневим (ковзким) розрядом. Ковзкий розряд поблизу твердої поверхні розвивається без істотної взаємодії з нею, тому вид ізоляції мало впливає на величину розрядної напруги.



a

б

Рисунок 2.13 – Порівняння електричної міцності різних видів ізоляції:

a– паперово-масляна ізоляція;

б– паперово-масляна ізоляція конденсаторного типу.

Для збільшення розрядної напруги ізолятора використовують малогроскопічні діелектрики, наприклад, глазурований фарфор. Для запобігання утворення мікрозазорів між діелектриком і електродами застосовують еластичні мастики. При цьому, процеси іонізації та ковзкі розряди сприяють руйнуванню трансформаторного масла, що просочує папір. Для зменшення крайового ефекту використовують наступні засоби:

- потовщення ізоляції на кінцях конденсаторних обкладинок за допомогою спеціальних бар'єрів, через встановлення яких затримується розвиток ЧР;

- накладення на край конденсаторної обкладинки кільця з дроту великого діаметру, або округлення гострого краю обкладинки зменшує напруженість поля, але ж головними недоліками цих засобів є підвищення трудомісткості та ускладнення технології виготовлення;

- розділення ізоляції на краю окремого шару на більш тонкі прошарки за допомогою додаткових коротких конденсаторних обкладинок. Цей метод є найбільш ефективним і отримав широке використання. Структура ізоляції за цим методом показана на рис. 2.14. Відстань між короткими конденсаторними

обкладинками з конструктивних міркувань обирається не меншою за 1 мм.

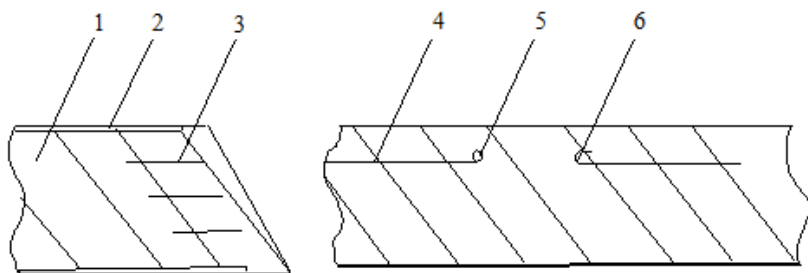


Рисунок 2.14 – Засоби зменшення крайового ефекту:

- 1 – шар ізоляції; 2 – головна конденсаторна обкладинка;
- 3 – коротка конденсаторна обкладинка; 4 – конденсаторна обкладинка;
- 5 – кільце з дроту; 6 – округлення гострого краю конденсаторної обкладинки.

За конструктивним виконанням розрізняють такі види ПМКІ:
– дрібно ступенева ізоляція, у якій відстань між головними обкладинками складає (1...4) мм, а збільшення їх кількості дозволяє отримати найбільш однорідне поле, але ускладнює технологію виготовлення;

– грубо ступенева ізоляція, у якій відстань між головними обкладинками складає (5...8) мм, що значно спрощує технологію виготовлення ізоляційної конструкції;

– екранована ізоляція, яка має дві обкладинки (екрани), між якими розташована ізоляційна конструкція того чи іншого виду.

Кількість ізоляційних шарів для різних класів напруги є такою: на 35 кВ – (6...10), на 220 кВ – (36...42), на 330 кВ – (40...60).

2.5.3 Маслобар’ерна конденсаторна ізоляція (МБКІ)

Цей вид ізоляції складається з декількох коаксіально розташованих гетинаксових або склопластикових циліндрів, які

заглиблені у трансформаторне масло. На кожний циліндр накладено декілька шарів паперу, далі накладається конденсаторна обкладинка і поверх неї – ще декілька шарів паперу. Головним недоліком такої конструкції є велика різниця діелектричної проникності трансформаторного масла, паперу та гетинаксу, що веде до значної нерівномірності розподілу радіальної напруженості поля та підвищенню габаритних розмірів ізоляційної конструкції. Позитивною рисою є спрощення технології виготовлення та збирання. Використовується такі конструкції для виготовлення окремих елементів ізоляційної конструкції апаратів різного призначення, наприклад, виводів обмоток високої та низької напруги у трансформаторах.

2.5.4 Тверда паперово-конденсаторна ізоляція (ТПКІ)

Структуру ТПКІ зручно пояснити на прикладі технології її виготовлення, яка містить наступні етапи:

- основа ізоляційної конструкції виготовляється шляхом намотування або паперу, або склотканини, покритих бакелітовою смолою, на електрод; разом з цим між окремими шарами ізоляції встановлюються конденсаторні обкладки;

- у процесі намотування папір обтискується спеціальними сталевими валками, які є нагрітими до високої температури (порядку 180 °С), внаслідок чого усуваються газові включення у структурі ізоляції, окремі шари склеюються, що згодом утворюється монолітна конструкція;

- для готової конструкції здійснюється термообробка, внаслідок чого смола полімеризується та не розчиняється у трансформаторному маслі і не розм'якшується при підвищених температурах.

ТПКІ використовується при класах напруги до 35 кВ включно. Головним недоліком такої ізоляції є підвищена гігроскопічність. Для її усунення використовують захист від вологи, яка може попасти з оточуючого середовища, шляхом герметизації, наприклад, встановлення у порцеляновий або склопластиковий корпус (покришку).

2.5.5 Маслобар'ерна ізоляція (МБІ)

Маслобар'ерна ізоляція (МБІ) виконується шляхом покриття електродів тонким шаром ТД або розміщенням бар'єрів з ТД у середовищі трансформаторного масла. Найбільш ефективно розміщувати бар'єр на відстані $(0,15 \dots 0,25) \cdot S$ від електроду з меншим радіусом кривизни, як показано на рис. 2.15.

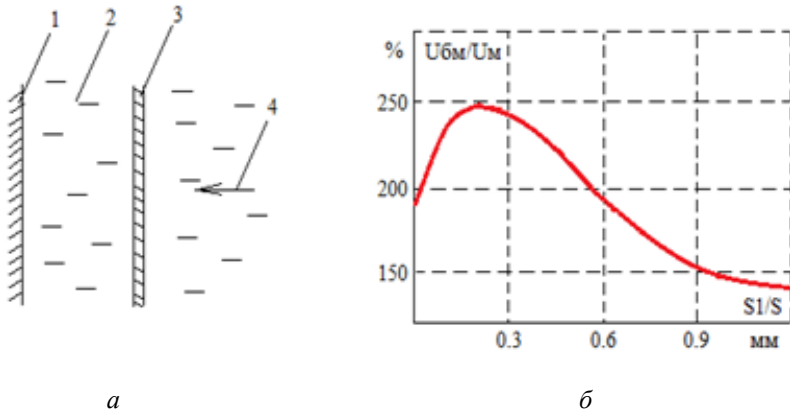


Рисунок 2.15 – Залежність електричної міцності від відстані між бар'єром та електродом з малим радіусом кривизни:

a – зображення бар'єру; *b* – графік залежності;

1 – електрод; 2 – трансформаторне масло; 3 – бар'єр з тонкого ТД;

4 – електрод з малим радіусом кривизни; $S1$ – відстань між електродом з малим радіусом кривизни та бар'єром.

Підвищення кількості бар'єрів дає зростання електричної міцності за рахунок підвищення однорідності поля внаслідок накопичення статичних розрядів на бар'єрах. Крім того, зменшення товщини масляних проміжків підвищує їх електричну міцність. МБІ використовується у маслonaповнених ЕАВН, наприклад, трансформаторах, вимикачах, прохідних ізоляторах та маслonaповнених вводах у якості елементів ізоляційної конструкції. Наприклад, у маслonaповнених вводах бар'єри розташовуються у вигляді циліндрів, які розміщуються коаксіально відносно електродів. Для подальшого вирівнювання

поля використовують конденсаторні обкладки, які розміщуються на ізоляційних циліндрах.

2.6 Запитання для самоконтролю

- 2.6.1. Що таке внутрішня і зовнішня ізоляція?
- 2.6.2. Які типи розрядів у газах Вам відомі?
- 2.6.3. Проаналізувати процес розряду в газовому проміжку.
- 2.6.4. Сформулювати закон Пашена.
- 2.6.5. Охарактеризувати процес виникнення розряду в газі.
- 2.6.6. Види й класифікація рідких діелектриків.
- 2.6.7. Наведіть функціональні характеристики рідких діелектриків.
- 2.6.8. Назвати основні чинники, що впливають на пробій рідких діелектриків.
- 2.6.9. Поясніть механізм розвитку розряду в рідких діелектриках.
- 2.6.10. Як волога та мікродомішки впливають на електричну міцність масла?
- 2.6.11. Як впливає температура на діелектричні характеристики масла?
- 2.6.12. Що являє собою старіння трансформаторного масла, і під впливом яких факторів воно відбувається?
- 2.6.13. Що таке комбінована ізоляція та які її властивості?
- 2.6.14. Де використовують комбіновану ізоляцію?
- 2.6.15. Яка природа електропровідності твердої ізоляції?
- 2.6.16. Поясніть залежність міцності твердої ізоляції від температури.
- 2.6.17. Які розрізняють види і механізми пробою твердої ізоляції?
- 2.6.18. Що таке «іонізаційний пробій» твердого діелектрика?
- 2.6.19. Які особливості має ізоляція силових трансформаторів?
- 2.6.20. Що таке частковий розряд (ЧР) та якими параметрами він характеризується?

3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ЧИННИКИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА РОБОТУ ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ

Робота електричної ізоляції здійснюється в умовах одночасного впливу на неї великої кількості чинників, наприклад, електричного навантаження, механічних напруг, температури, хімічноактивних речовин та ін. Причому їх комбінація може змінюватися випадковим образом. Для конструкцій ЕАВН до таких найбільш впливових чинників можливо виділити такі.

3.1 Режими роботи нейтралі

У процесі експлуатації величина робочої напруги, яка діє на ізоляцію апаратів, залежить від режиму роботи нейтралі енергосистеми, який має три різновиди.

Перший різновид – це ізольована нейтраль, електрична схема якої показано на рис. 3.1. У цьому режимі коротке замикання однієї фази на землю не веде до відключення мережі за сигналом релейного захисту і робота обладнання продовжується. Однак, на ізоляції працездатних фаз з'являється лінійна напруга замість фазної. Згідно з нормами ПУЕ [63] та ДСТУ [35] припускається таке аварійне заземлення однієї фази зі струмом на обмежений термін, який для різних видів обладнання зафіксовано у ДСТУ [30, 31, 34]. Наприклад, для кабельної мережі зі струмом замикання на землю до 40 А тривалість такого аварійного режиму не повинна перевищувати 6 годин. При розрахунку ізоляції в такому режимі необхідно звертати увагу на умови:

$$U_{\phi} = (1,05 \dots 1,2) \cdot U_n ; \quad U_{\phi p 10кВ} = 1,2 \cdot U_n \cdot \sqrt{3} = 2U_n .$$

Другим різновидом є глухозаземлена нейтраль. У цьому режимі при однофазному замиканні на землю мережа вимикається за сигналом релейного захисту. Для розрахунку ізоляції у такому режимі використовується умова

$$U_{\phi p} = U_p = U_{\phi} .$$

Останнім різновидом режиму роботи є нейтраль, що заземлена через струмообмежувальний реактор. Для розрахунку ізоляції у такому режимі використовується умова, як для заземленої нейтралі

$$U_{фр} = U_{мр} = 2 \cdot U_{ф}.$$

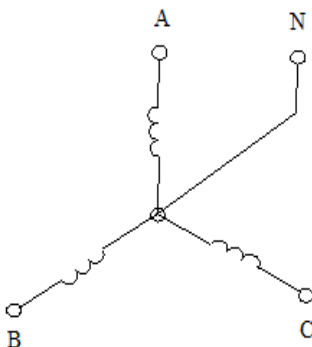


Рисунок 3.1 – Нейтраль у трифазній системі

Мережі напругою (3...35) кВ виконують з ізольованою нейтраллю або із заземленою через реактор. Мережі з напругою 110 кВ та вище виконують із заземленою нейтраллю для зниження напруги, яка впливає на ізоляцію.

3.2 Внутрішні перенапруги

Вони викликані електромагнітною енергією $W_{ем}$, котра є у електричній мережі. При обриві струму, наприклад, вимикачем, вона переходить у електростатичну енергію $W_{ес}$, яка супроводжується виникненням імпульсу перенапруги $U_{пер}$. Значення цих параметрів визначаються такими умовами:

$$W_{ем} = 0,5 \cdot I^2 \cdot L; \quad W_{ес} = 0,5 \cdot U^2 \cdot C; \quad U_{пер} = I_0 \sqrt{\frac{L}{C}},$$

де L, C – еквівалентні індуктивність та ємність кола комутації;
 I_0 – струм у момент обриву електричної дуги.

Розрізняють два види внутрішніх перенапруг:

– резонансні перенапруги, джерелами яких є нелінійні елементи схеми (трансформатори, реактори із залізом тощо) та несиметричні режими роботи ліній електропередачі (ЛЕП), часом кратність таких перенапруг може сягати 4, але їх можливо уникнути технічними засобами;

– комутаційні перенапруги, джерелами яких є перехідні процеси при комутації ЛЕП, трансформаторів та к.з.

Головним показником у цьому випадку є кратність перенапруги, яка визначається за умовою:

$$K = \frac{U_{nep}}{\sqrt{2} \cdot U_{\phi}}$$

3.3 Зовнішні перенапруги

Причиною таких перенапруг є такі природні зовнішні явища:

– вплив розміщених близько одна до одної мереж, які мають більш високу напругу (характерно для розподільних пристроїв над- та ультрависоких напруг);

– атмосферна електрика (грозові перенапруги), яка має два різновиди:

а) перенапруги, які виникають внаслідок прямого влучення блискавки і мають значення, залежні від місця попадання та наявності захисних апаратів, і можуть бути розраховані формулою:

$$U_{nep} = I_{\sigma} \cdot Z_e,$$

де I_{σ} – амплітуда струму блискавки, кА;

Z_e – еквівалентний хвильовий опір, величина якого коливається в межах (70...120) Ом.

Тривалість розряду блискавки знаходиться в діапазоні від 20 мкс до 80 мкс. Для уникання дії прямих перенапруг на

пристрої та апарати застосовують тросовий або щогловий захист, а також розрядники та обмежувачі перенапруг;

б) індуквані перенапруги, які виникають за рахунок електромагнітної індукції від струму блискавки при ударів трос або щоглу захисту. Вони враховуються при номінальних напругах до 35 кВ включно.

3.4 Температурні умови

Вони суттєво впливають на електричну ізоляцію, тому завжди визначаються температурою оточуючого середовища з урахуванням місця та кліматичної зони розміщення обладнання. Так, наприклад, додатковий нагрів сонцем опорних порцелянових ізоляторів або ізоляційних покришок вимірювальних трансформаторів має такі температури: для сріблясто-білих ізоляторів (5...10) °С; для ізоляторів коричневого кольору - до 35 °С. Темна глазур, якою, як правило, покриті поверхні ізоляторів, призначена також для скорішого випаровування роси за рахунок прискорення їх нагрівання. До того ж, температурні умови обов'язково мають бути враховані через тепловиділення безпосередньо в конструкціях апаратів та умови тепловіддачі від частин, що нагріваються.

4 ІЗОЛЯЦІЙНІ КОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА РІЗНОВИДИ. КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ ЗМІННОЇ НАПРУГИ

Ізоляційна конструкція (ІК) повинна забезпечувати електричну ізоляцію струмопровідних частин апарату від заземлених частин, або від струмопровідних частин інших полюсів, а також служать для підтримки та закріплення частин, що знаходяться під напругою. Головними вимогами до ІК є такі:

- вони не повинні призводити до зростання відстані між заземленими та струмопровідними елементами конструкції апарату;

- ІК повинні витримувати експлуатаційні електричні, теплові та механічні навантаження.

Класифікація ІК здійснюється за такими напрямками.

За конструктивним призначенням розрізняють: опорні ізолятори, висота яких становить до 1,2 м та на клас напруги до 110 кВ; підвісні ізолятори; прохідні ізолятори (рис. 4.1 та 4.2); ізоляційні покривки; ізоляційні тяги та важелі; повітроводи.

За родом встановлення розміщення ІК розрізняють:

- для зовнішнього розміщення;
- для внутрішнього розміщення.

4.1 Зовнішня ізоляція електроустановок

Зовнішня високовольтна ізоляція (ізолятори) під час експлуатації знаходиться в безпосередньому контакті з атмосферним повітрям, а також під впливом електричного поля, механічних зусиль і вібрації, метеорологічних (атмосферних) факторів. За призначенням ізолятори розділяються на лінійні та станційно-апаратні, які, в свою чергу, розділяються на опорні і прохідні. Станційно-апаратні ізолятори можуть виготовлятися не тільки для зовнішнього, але й для внутрішнього обладнання, призначеного для роботи в закритих приміщеннях. Для зовнішньої установки ізолятори виготовляють з нормальною і посиленою зовнішньою ізоляцією, тобто зі збільшеною довжиною шляху витоку струму по поверхні ізолятора (за

рахунок застосування ребер). Ізолятори внутрішньої установки мають зазвичай гладку або слаборебристу поверхню.

Ізолятор складається з діелектрика (фарфору, скла, стеатиту, ситалу) і металеві арматури для кріплення ізолятора в умовах експлуатації. Останнім часом в якості зовнішньої ізоляції застосовуються полімерні ізолятори на основі епоксидних компаундів, кремнійорганічних і поліефірних смол з мінеральними наповнювачами. Такі ізолятори мають високу електричну міцність, малу вагу і достатню трекінгостійкість. З метою підвищення механічної міцності ізоляторів проводиться їх армування скловолоком (склопластикові ізолятори). Найбільшого поширення в електроенергетиці отримали ізолятори з фарфору та скла. Ізоляція повітряних ліній електропередачі необхідна для кріплення дротових ліній на металевих, залізобетонних, дерев'яних та змішаного типу опорах за допомогою лінійних ізоляторів. За конструктивним виконанням лінійні ізолятори діляться на штирьові та підвісні [6, 18].

4.2 Види ізоляторів

4.2.1 *Опорні ізолятори* призначені для механічного кріплення шинопроводів, деталей апаратів і дротів, що знаходяться під різними потенціалами, та для ізолювання них від заземлених конструкцій, а також між собою в закритих та відкритих РП. В залежності від умов роботи опорні ізолятори бувають внутрішнього та зовнішнього розміщення.

Опорні ізолятори за конструктивним призначенням поділяються на: штирьові, які використовують на напруги до 35 кВ включно, та стрижневі, номенклатура яких наведена у [6, 8]. Опорно-стрижневі ізолятори (див. рис. 4. 1, а, б, в, г) застосовують в закритих розподільних пристроях (ЗРП) та відкритих розподільних пристроях (ВРП) для закріплення на них струмопровідних шин або контактних деталей. Опорно-стрижневі ізолятори зовнішнього встановлення відрізняються тим, що мають значно більшу кількість ребер, ніж мають ізолятори внутрішнього встановлення. Ребра призначені для збільшення довжини шляху струму утікання задля підвищення розрядних напруг ізоляторів під дощем та в умовах вологих забруднень.

Опорні ізолятори використовуються для утримання апаратів та їх окремих елементів. Механічна міцність опорних ізоляторів характеризується мінімальним руйнуючим навантаженням при згинанні F_p , яке коливається в межах (300...2000) Н(кгс). Для надійної роботи ізолятора при його виборі має виконуватися умова:

$$F_{роб} = 0,5 \cdot F_p.$$

Наприклад, умовне позначення опорного ізолятора марки ИОС – 10 – 500 розшифровується таким чином: И – ізолятор, О – опорний, С – стрижневий, 10 – номінальна напруга (кВ), 500 – величина F_p (Н). Різновиди ізоляторів наводяться у [6]. Сам ізолятор з точки зору конструкції складається з циліндричного тіла з ребрами та фланців для кріплення.

Позначення, наприклад, ОСН – 35 – 2000 розшифровується таким чином: опорний, стрижневий, зовнішнього встановлення на 35 кВ, з мінімальною силою руйнування 2000 Н.

Особливості конструкцій опорних ізоляторів є такими:

- поверхня ізоляційного тіла покрита скляною глазур'ю для захисту від вологи та хімічно-активних речовин;
- фланець, виготовлений зі сталі або чавуну, закріплюється до ізолятора за допомогою цементного розчину марки М 500;
- ізолятори зі внутрішньою порожниною мають більший діаметр для підвищення механічної стійкості. Головний недолік таких ізоляторів, це можливість конденсації вологи на внутрішній поверхні. Це може визивати перекриття по поверхні або пробій порцеляни; для усунення цього недоліку використовується герметизація внутрішній порожнини або заповнення її інертним газом з надлишковим тиском;
- крім порцелянових використовують ізолятори зі склопластику з ребристою поверхнею, яка виготовляється з кремній-органічної гуми.

Опорно-штирьові ізолятори використовують для зовнішніх установок тоді, коли є потреба у високій механічній міцності (рис. 4.1, д). В позначці ізоляторів введено літеру Ш (штирьовий). Штирьові лінійні ізолятори застосовуються на напругу від 6 кВ

до 10 кВ. Позначення ШФ 6 має таке значення: штирвовий порцеляновий напругою 6 кВ. Буква С в позначеннях (ШС) вказує на те, що ізолятор скляний.

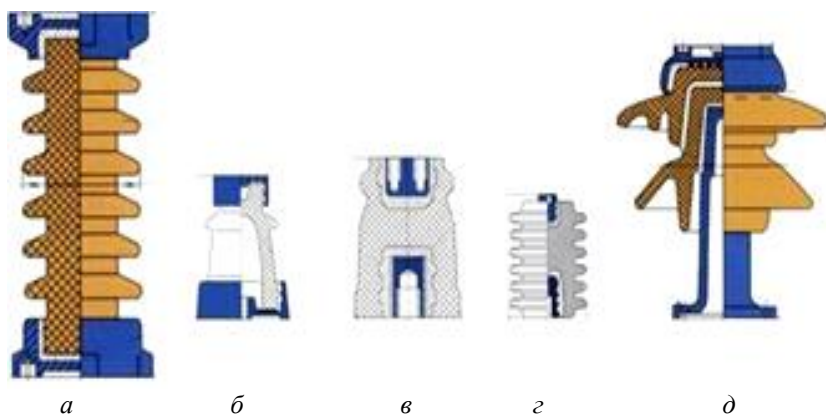


Рисунок 4.1 – Опорні ізолятори:

а, б, в, г – опорно-стрижневі; *д* – опорно-штирвовий.

За способом закріплення арматури з ізолятором розрізняють:
– внутрішнє закладення, коли арматура закріплюється всередині тіла ізолятора цементним розчином;

– зовнішнє закладення, коли арматура закріплюється зовні ізолятора;

– механічне кріплення арматури, яке досягається притискуванням арматури до потовщення на зовнішній або внутрішній поверхні ізолятора за допомогою болтів або шпильок.

В установках напругою більшою за 110 кВ застосовуються колонки, які складаються з декількох, встановлених одне на одне у вертикальній площині опорно-штирвових ізоляторів напругою 35 кВ. Такі колонки можуть бути одиночними, подвійними або потрійними у виді призми або піраміди. Їх різновиди стандартизовані та наведені у [6].

4.2.2 *Підвісні ізолятори* застосовують при напругах U_n на ЛЕП більших за 35 кВ. Їх можна розрізнити на тарілчасті

(шарнірні), стрижньові (з кільцевими, або гвинтовими ребрами) та стрижневі гладкі (або палочні) ізолятори.

Підвісні ізолятори призначені для підвісу струмопровідних систем до заземлених конструкцій. Окремі ізолятори поєднуються послідовно у гнучкі гірлянди, які можуть бути одиночні, подвійні та V-образні. Особливостями їх конструкцій є такі:

- підвісні ізолятори відносяться до класу лінійної ізоляції та призначені для роботи в умовах навантаження на розтягнення;
- при розрахунку головним критерієм для них є атмосферні перенапруги внаслідок прямого влучення блискавки у ЛЕП або розподільний пристрій;
- при забрудненні на поверхні ізолятора виникає напівпровідна плівка, по якій протікає струм витoku. У місцях з підвищеною напруженістю поля виникають ЧР, довжина яких може досягати до декількох мм. Вони можуть існувати тривалий час.

Головні вимоги до ізоляційних матеріалів, що використовуються для виготовлення підвісних ізоляторів, є такі: висока механічна стійкість, стійкість до дії електричної дуги та ЧР, вологостійкість, низька гігроскопічність, стійкість до агресивних середовищ, висока електрична міцність. Цим умовам у найбільшій мірі відповідають такі матеріали, як порцеляна, скло, склопластик, епоксидні компаунди тощо.

Головні переваги загартованого скла – це менші габарити, маса та вартість. До того ж, за умови пробою елемента ізоляційної гірлянди, виникає можливість візуалізації його зруйнованого ізоляційного ребра (пошкодженого елемента).

Підвісні ізолятори з точки зору конструкції розподіляються на стрижневі та тарілчасті. Головними перевагами стрижневих ізоляторів є високий рівень пробивної напруги, мала напруженість поля на поверхні ізолятора, зменшена маса в порівнянні з гірляндою підвісних ізоляторів. Проте, головними їх недоліками є невелика механічна міцність та ускладнена технологія виготовлення. Крім того, при руйнуванні ізолятора дріт ЛЕП падає на землю, і виникає коротке замикання. Підвісні стрижневі ізолятори переважно виконуються з електротехнічної порцеляни (рис. 4.2, в), а також із полімерних матеріалів (рис. 4.2,

a, б). Головними перевагами тарілчастих ізоляторів є простіша технологія виготовлення та висока механічна стійкість, через те в разі виникнення пробою, руйнується тільки ребро, а дріт залишається у підвішеному стані. Недоліками конструкції є більш висока вірогідність пробою, складність конструкції, підвищена напруженість поля внаслідок конструктивних особливостей.

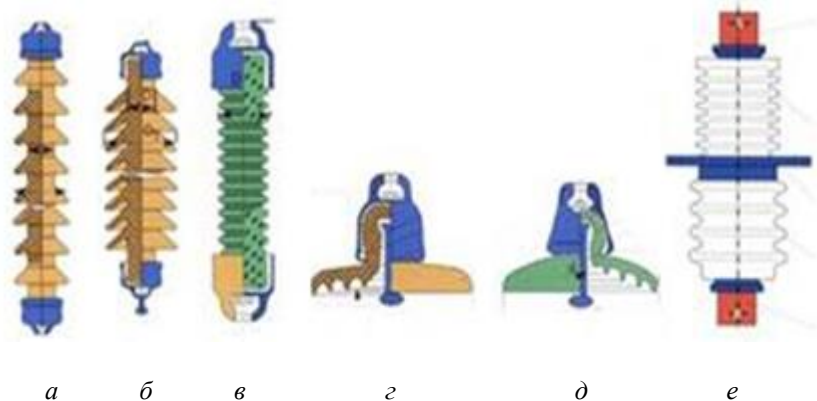


Рисунок 4.2 – Підвісні та прохідний ізолятори:

a, б, в – підвісні стрижневі; *г, д* – підвісні тарілчасті;
е – прохідний ізолятор.

Для повітряних ліній напругою 35 кВ з дротами середнього та більших перерізів, а також для ліній більшої напруги застосовують тільки підвісні ізолятори. Підвісні ізолятори збираються в гірлянди, котрі бувають підтримуючими та натяжними (рис. 4. 3). Підтримуючі гірлянди ізоляторів монтуються на проміжних опорах, підвісні – на анкерних. Підвісні тарілчасті ізолятори застосовуються на повітряних ЛЕП напругою 35 кВ та більше (рис. 4. 2, *г, д*). Потрібний рівень витриманих напруг досягається поєднанням необхідного числа ізоляторів в гірлянду. Гірлянди завдяки шарнірному поєднанню ізоляторів мають дію тільки на розтягування.

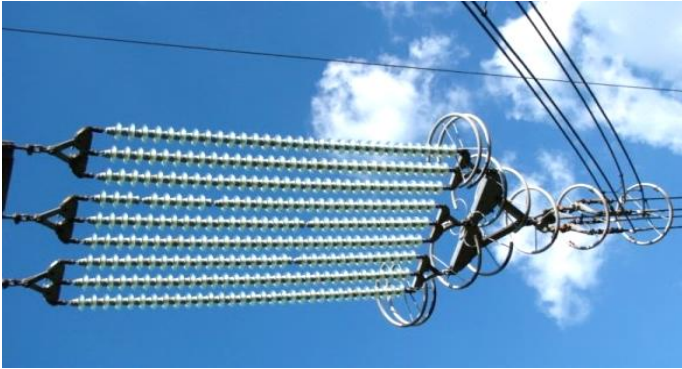


Рисунок 4.3 – Підвісні ізолятори, що збираються в гірлянди
http://ukrelektrik.com/publ/oborudovanie/vvody_i_izoljatory.



Рисунок 4.4 – Розрахунок кількості підвісних ізоляторів в ЛЕП

Оскільки порцеляна та скло мають високу міцність на стискання, тому й зовнішнє зусилля на розтягування утворює в ізоляційному тілі ізолятора переважно напруги стискання.

4.2.3 *Прохідні ізолятори (вводи)* призначені для ізолювання та механічного закріплення струмопровідних частин (шин, дротів) при прокладанні їх наскрізь заземлених кришок апаратів, перегородок, стін та інших елементів конструкцій розподільних пристроїв тощо (рис. 4.2, е). Прохідні ізолятори, призначені для зовнішнього розміщення, мають більш розвинену поверхню тієї

частини ізолятора, котра розміщується зовні приміщення. Різновиди та структура прохідних ізоляторів наведена у [6, 8, 19]. Прохідні ізолятори підрозділяються на дві групи: перша – це прохідні ізолятори, особливістю яких є умова, що в них розраховується тільки зовнішня ізоляція. До другої групи входять високовольтні вводи, особливістю яких є наявність як зовнішньої, так і внутрішньої ізоляції. Високовольтні прохідні ізолятори, призначені для роботи при напрузі більшою 35 кВ, називаються вводами.

Прохідні ізолятори класифікуються за такими ознаками:

- з суцільним твердим діелектриком без конденсаторних обкладинок, що використовуються на напруги, нижчі за 35 кВ;
- порцелянові з повітряною порожниною, що використовуються на напруги, нижчі за 35 кВ;
- з маслбар’єрною внутрішньою ізоляцією та порцеляною покришкою, що використовуються на напруги від 35 кВ до 750 кВ;
- з твердим діелектриком та конденсаторними обкладинками і порцеляною покришкою, використовуються на напруги від 35 кВ до 150 кВ;
- паперовомасяні з конденсаторними обкладинками та порцеляною покришкою, що використовуються на напруги від 35 кВ до 750 кВ.

Головними особливостями цих конструкцій можна відзначити такі:

- густина струму в стрижні первинної обмотки обирається від $0,5 \text{ А/мм}^2$ (для паперово-масяної ізоляції) до 2 А/мм^2 (для маслбар’єрної ізоляції);
- струмопровідний стрижень виготовляють у вигляді труби з товщиною стінки, більшою за 1 мм задля зменшення напруженості поля вздовж його довжини.

Позначення прохідних ізоляторів мають значення номінального струму, наприклад, ПНШ-35/3000-2000 означає: прохідний, зовнішнього розміщення, шинний на напругу 35 кВ та номінальний струм 3 кА з механічною міцністю 20 кН. Прохідні апаратні ізолятори (вводи) на напругу більшою за 110 кВ мають більш складну конструкцію.

4.2.4 *Ізоляційні покриття* – це порожні ізоляційні конструкції, що призначені для розміщення в них тих частин апарату, які знаходяться під напругою, наприклад, активні частини вимірювальних трансформаторів струму та напруги. За своєю формою вони можуть бути циліндричні, конічні або змінної форми. Зовнішня поверхня, яка піддається впливу негативних чинників зовнішнього середовища, має оребрення, внутрішня – гладка. В якості матеріалу для виготовлення використовують порцеляну, склопластик, компаунди та кремнійорганічні гуми.

4.2.5 *Тяги та важелі* призначені для передачі руху від заземлених частин апарату, наприклад, елементів приводу до рухомих частин (контактна система), які знаходяться під напругою. Для них є чинними всі умови, що відносяться до електричної ізоляції.

4.2.6 *Повітроводи* використовуються у повітряних, або інших газонаповнених вимикачах для подачі стислого повітря, або іншого газу в окремі зони апарату, наприклад, пристрої дугогасіння, які знаходяться під напругою.

4.3 Конструктивні елементи ізоляторів

Форма та структура ізолятора визначаються умовами експлуатації та особливостями конструкції самого апарату. Зважаючи на це, ізолятори можуть бути циліндричними, конічними (наприклад, для зменшення об'єму трансформаторного масла у трансформаторі струму); суцільними, порожніми з перемичкою всередині, або без неї; з постійним або змінним вильотом, формою вигинання ребер та інші. В перерізі ізоляторів не повинно бути різких переходів від широкого до тонкого перерізу. Всі кути мають бути закругленими. Поверхня ізолятора покривається скляною глазур'ю білого або коричневого кольору, окрім поверхні закладань. Ізолятори внутрішнього розміщення мають ребра трикутного перерізу з округленими кутами. Кількість ребер складає: на 10 кВ – одне ребро, на 20 кВ – (2...3) ребра, на 35 кВ – 5 ребер, для ізоляторів тропічного виконання – не менше 5 ребер (наприклад, рис. 4.4). Ізолятори зовнішнього встановлення мають ребра у формі

парасольки з крапельницями. Форми ребер стандартизовані і наведені у [6]. Умовні позначення для ізоляторів мають розшифровку, наприклад, таку: ИО-6-375, ОНШ-35-2000, ИП - 10/630 тощо, де символи літер позначають таке: И – ізолятор, О – опорний, П – прохідний, Н – для зовнішнього розміщення, Ш – штирьовий, С – стрижневий; 6, 35, 10 – номінальна напруга в кВ, 375, 2000 – мінімальне руйнівне навантаження в Н, 630 – номінальний струм, А (для прохідних ізоляторів).

Маслонаповнені вводи мають такі позначення: МБТО – МБ – маслобар'ерна внутрішня ізоляція, Т – для силових трансформаторів, О – спільне масло з трансформатором; ГМТА – Г – герметичний, М – паперовомасляна ізоляція, Т – тверда ізоляція, А – категорія зовнішньої ізоляції.

4.4 Запитання для самоконтролю

4.4.1. Перелічіть умови роботи і вимоги, що пред'являються до ізоляції високовольтного електрообладнання.

4.4.2. Призначення і конструктивні особливості ізоляції повітряних ЛЕП.

4.4.3. Чим відрізняється виконання опорних ізоляторів для внутрішньої та зовнішньої установок?

4.4.4. Особливості призначення і конструктивного виконання прохідних ізоляторів.

4.4.5. Розкрийте конструктивні особливості лінійних ізоляторів.

4.4.6. З яких матеріалів виготовляють лінійні ізолятори?

4.4.7. Високовольтні вводи: призначення, тип ізоляції, конструктивне виконання. Сучасні типи високовольтних ввідів.

4.4.8. Конструктивні особливості ізоляції трансформаторів напруги.

5 РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПОЛІВ ЕАВН

5.1 Методи регулювання електричних полів

Розміри електроізоляційних виробів – ізоляційних конструкцій (ІК) та їх форма визначаються стійкістю до механічних, електричних і теплових впливів. Дійсно, важко уявити кабель зі струмопровідними жилами у вигляді нескінченних плоских електродів, при яких тільки й можна отримати рівномірне поле.

Форма таких виробів багато в чому обумовлюється тим апаратом, для якого вони призначені. У більшості випадків при конструюванні електричної ізоляції не вдається використовувати найкращу її форму з точки зору отримання найбільш вигідного для роботи електроізоляційних матеріалів рівномірного поля.

У рівномірному полі ділянки електроізоляційного матеріалу навантажуються практично однаковою напруженістю поля, тобто має місце найкраще його використання. В нерівномірному полі окремі ділянки електроізоляційної конструкції несуть підвищене електричне навантаження, через що може статися досить швидке руйнування матеріалів перевантажених областей, а на решту частин буде діяти підвищена напруженість поля, що призведе до їх руйнування.

При неоднорідному електричному полі можна, по перше, підвищити працездатність електричної ізоляції, знижуючи напруженість поля в найбільш навантажених ділянках шляхом збільшення розмірів конструкцій. Однак, через підвищення габаритних розмірів, маси і, як наслідок, суттєве зростання вартості електричного апарату в цілому, такий шлях економічно невиправданий.

Другий можливий шлях – це вирівнювання електричного поля в самій конструкції. Шляхом регулювання (вирівнювання) електричного поля створюють більш рівномірний розподіл електричного навантаження на окремих ділянках електроізоляційних матеріалів, що підвищує, як правило, їх працездатність.

Регулювати електричне поле можна двома способами: змінюючи або активну провідність, або ємність окремих ділянок

ізоляції. Регулювання електричного поля за допомогою активних провідностей здійснюється шляхом підвищення активної провідності окремих ділянок ізоляції, що призводить до зменшення на них падіння напруги та опору електроізоляційної конструкції, але при цьому збільшуються діелектричні втрати, і, відповідно, підвищується температура. Тому регулювання поля за допомогою активних провідностей обмежується допустимими опорами електричної ізоляції і найбільшою її температурою. Такий метод також малоефективний при високій частоті і при імпульсному режимі через велику ємнісну провідність електричної ізоляції. Отже, регулювання поля за допомогою активної провідності доцільно використовувати при постійній та змінній напругах промислової частоти. Якщо частота мережі перевищує 50 Гц (наприклад, імпульсні навантаження будь-якого походження), то відповідно суттєво підвищуються струм ємнісної провідності та теплове навантаження. Все вищезгадане спричиняє суттєве погіршення умов роботи ізоляційних конструкцій високовольтного обладнання задач [2, 46, 47, 49, 50].

Перший спосіб регулювання, тобто зміною активної провідності можна досягти наступними конструктивними рішеннями:

- 1) підбором електроізоляційних матеріалів з різною провідністю;
- 2) використанням активних дільників напруги;
- 3) встановленням коронуючих електродів;
- 4) застосуванням напівпровідникових покриттів.

Перший шлях варто використовувати при конструюванні комбінованої ізоляції, при цьому в області, яка має більшу напруженість поля, необхідно розміщувати матеріали з підвищеною електропровідністю, що дозволяє зменшити напруженість поля. Підбираючи електроізоляційні матеріали, можна значно вирівняти розподіл потенціалів в електричній ізоляції. Однак такий підбір не завжди можливий, тому, що електроізоляційний матеріал повинен одночасно відповідати певним вимогам по механічним, тепловим та іншим властивостям, через що значно ускладнюється ізоляційна конструкція, і разом з цим підвищується її вартість.

Дільник напруги для регулювання електричного поля доцільно застосовувати в тих випадках, коли він одночасно буде використовуватися і в інших цілях, наприклад, для вимірювання напруги. Прикладом такої реалізації може бути електростатичний генератор, в якому за допомогою дільника напруги вимірюється напруга, і одночасно на окремі ділянки колони з накладеними зондами подається примусовий потенціал. На рис. 5.3 показано розподіл потенціалів уздовж висоти опорної колони без дільника 6, або з дільником 5. Як видно, падіння напруги на окремих ділянках однакові, але розподіл потенціалів є нерівномірним, хоча і з меншим ступенем неоднорідності, ніж без дільника. Використання дільника напруги 4 (на висоті H) дозволяє зменшити навантаження, наприклад, на верхню частину ІК від величини $A1$ (без дільника напруги) до величини $A2$ (з дільником напруги).

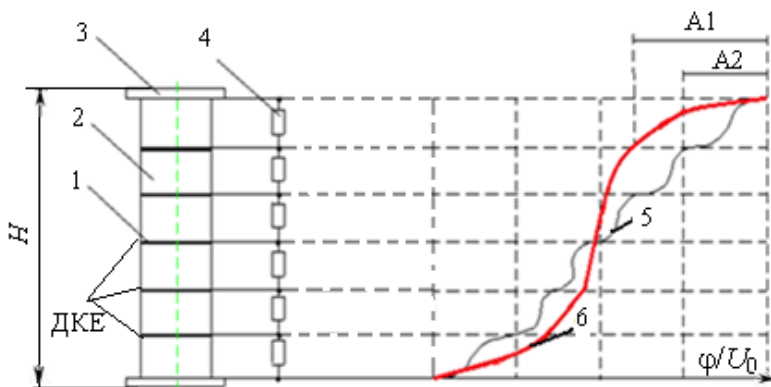


Рисунок 5.1 – Вирівнювання потенціалів за допомогою активного дільника напруги вздовж опорної колони та розподіл напруги вздовж ізолятора:

- 1 (ДКЕ) – допоміжний кільцевий електрод (зонд); 2 – ізолятор; 3 – фланець;
 4 – активний дільник напруги; 5 – розподіл напруги з дільником напруги;
 6 – розподіл напруги без дільника; U_0 – початкова напруга; φ – потенціал;
 H – довжина колони.

За допомогою дільника напруги навряд чи можливо отримати рівномірний розподіл потенціалів, тому, що для цього необхідно було б мати нескінченно велике число зондів і елементів дільника. До того ж, необхідна велика кількість зондів призводить до ускладнення ІК, тому таке технічне рішення теж має певні недоліки. Коронуючі електроди підвищують провідність ділянки проміжку, особливо в місці існування коронного розряду. Таким чином, в місці коронного розряду падіння напруги зменшиться і розподіл потенціалів стане більш рівномірним. Разом з тим використання коронного розряду для регулювання електричного поля має обмежене застосування через низку серйозних недоліків:

- виділення хімічно-активних речовин за рахунок існування ЧР, які сприяють руйнації елементів конструкції;
- коронний розряд прискорює руйнацію рідинної ізоляції;
- присутність ЧР сприяє виникненню радіоперешкод, які погіршують високочастотний зв'язок на лініях електропередачі;
- шум від коронного розряду негативно впливає на працездатність обслуговуючого персоналу.

Напівпровідникові покриття зазвичай використовують для вирівнювання електричного поля в ізоляторах, ізоляції електричних машин, високовольтних кабелях та інших конструкціях. Склад напівпровідникових покриттів порівняно простий, і при ретельному виготовленні можна отримати практично рівномірний розподіл потенціалу. Застосування напівпровідникових покриттів підвищує напругу виникнення поверхневих розрядів в результаті зниження найбільшої напруженості поля на межі поділу двох середовищ. Напівпровідникові покриття підвищують температуру ізоляції завдяки струму витoku, що сприяє підсушуванню її поверхні і збільшенню розрядних характеристик у вологій і забрудненій атмосфері. Але все ж таки практичне використання цього методу є обмеженим.

Другим способом вирівнювання електричного навантаження є зміна ємності окремих ділянок ІК. Ємнісні способи регулювання електричних полів засновані на збільшенні ємності тих ділянок електричної ізоляції, в яких необхідно знизити

падіння напруги. Збільшення ємності окремих ділянок ізоляції отримують наступними способами:

1) розміщенням у місцях з високим падінням напруги діелектриків з підвищеною діелектричною проникністю (градування ізоляції). Цей метод отримав найбільш широке використання при виробництві кабелів високої напруги;

2) використанням внутрішніх та зовнішніх екранів;

3) використанням конденсаторних обкладинок.

Ємнісні способи регулювання електричних полів високоефективні при змінній напрузі та імпульсах як при промисловій частоті, так і при діючих імпульсних напругах за умові мінімального зростання масо-габаритних розмірів ІК.

5.2 Використання екранів в ізоляційних конструкціях

Екрани (захисні кільця) використовуються для зниження напруженості електричного поля біля високовольного електроду, у тих випадках, коли цим елементам неможливо або не раціонально надати форму, яка забезпечуватиме необхідну міру обмеження напруженості поля. Крім того, таке технічне рішення підвищує напругу появи коронного розряду як при робочій напрузі, так і при виникненні перенапруг.

В залежності від місця розміщення розрізняють два види екранів [1, 2, 6, 19]:

– зовнішні екрани, які встановлюють на обладнанні зовні основної частини твердої ізоляції. Вони мають форму або кулі, або кільця, або рогу тощо, що встановлюються на кінцях і по довжині конструкції, вирівнюють електричне поле і тим самим підвищують напругу появи коронного розряду, а в деяких випадках і пробивну напругу (див. рис. 5.2);

– внутрішні або вбудовані екрани, які встановлюються у межах головних габаритних розмірів твердої ізоляції прохідних і опорних ізоляторів, електричних машин, трансформаторів і інших конструкцій (наприклад, у вимикачах, комплектних розподільних пристроях з елегазовою ізоляцією, газонаповнених вимірювальних трансформаторах тощо). Головною перевагою таких екранів в порівнянні з зовнішніми є те, що їх установка не призводить до збільшення зовнішніх габаритних розмірів

конструкції. Останнє має важливе значення для елементів, що працюють усередині об'ємних частин обладнання, наприклад, для ізоляції всередині баків трансформаторів. Однак, такі екрани мають недолік через недостатню ефективність.

Головні функції, які виконують екрани в ЕАВН:

- підвищення напруги виникнення коронного розряду на частинах конструкції, які знаходяться під високим потенціалом;
- зменшення радіозавад;
- вирівнювання розподілу напруги по висоті ІК;
- зменшення відстані між контактами, наприклад у роз'єднувачів, або між сусідніми фазами.



Рисунок 5.2 – Коронний розряд на екрані(на захисному кільці) високовольтної повітряної лінії електропередачі напругою 500 кВ

На рис. 5.3 показані пристрої внутрішнього екрану Е та розподіл потенціалів вздовж поверхні ізоляції за наявності, або відсутності екрана. Як видно з рис. 5.3 при встановленні внутрішнього екрану падіння напруги біля електрода зменшується, а область найбільшої напруженості поля переміщується до краю екрана. Форму або розміри внутрішнього екрану обирають за умови підвищення напруги появи поверхневих розрядів до необхідного рівня при

одночасному відносному невеликому зниженні пробивної напруги твердої ізоляції на кінці екрана.

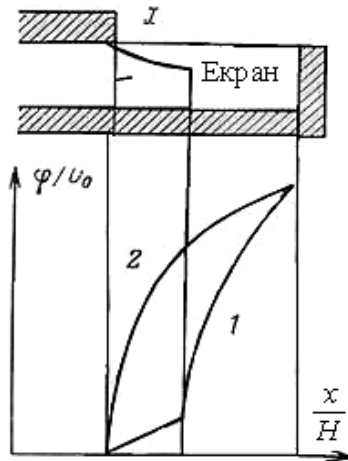


Рисунок 5.3 – Схема внутрішнього екрану та розподіл потенціалів вздовж поверхні ізоляції з внутрішнім екраном (крива 1) та без нього (крива 2):

φ – потенціал на поверхні колони на відстані x від нижнього електрода;
 φ_1 і φ_2 – потенціали, відповідно, нижнього та верхнього електродів;
 H – довжина від центра екрану до землі.

Екрани використовуються при напругах 220 кВ та вище. На менших напругах достатньо округлити гострі кінці електродів. За конструктивним виконанням, приклади якого наведені на рис. 5.4, розрізняють:

а) одиночні екрани, які використовуються для вирівнювання розподілу напруги вздовж ІК (рис. 5.4, а);

б) подвійні або просторові екрани, які використовуються для екранування або механізму, або частини апарату (рис.5.4, б);

в) сферичні екрани, перевагою яких є висока ефективність при мінімальних розмірах, а недоліком – складність технології виготовлення.

Екрани виготовляють зі сталевих або алюмінієвих труб, наприклад:

- на клас напруги 330 кВ та 500 кВ в якості матеріалу труби є сталь, діаметром труби якої є (40...60) мм, діаметр самого екрану може бути від 500 мм до 1100 мм;

- на класи напруги 750 та 1150 кВ матеріалом труби є алюміній (для зменшення маси), діаметр труби якої є (90...110) мм, а діаметр екрану може бути від 2000 мм до 2200 мм.

Головною метою при виборі та розрахунку екранів є забезпечення за умови нормальної роботи апарата відсутності корони, що є джерелом радіозавад. Для обрання та розрахунків екранів важливими є наступні параметри:

- критична напруга корони U_k – це напруга, при якій виникає корона;

- критична напруженість корони E_k – це напруженість поля на поверхні екрана, яка відповідає критичній нарузі.

Крім того, в якості початкових даних використовують радіус екрана R_o , радіус труби екрану r_{mp} та відстань між екранами $\alpha_{ек}$ (для подвійних екранів) (див. рис. 5.4).

Умова відсутності корони на металевих поверхнях, що знаходяться під високим потенціалом та на поверхні екрану, виконується за умови, якщо

$$U_k > 1,1 \frac{U_{mp}}{\sqrt{3}} = U_{кр},$$

де 1,1 – коефіцієнт, що враховує зниження критичної напруженості корони E_k внаслідок дії метеорологічних умов;

U_{mp} – найбільша робоча напруга.

Значення U_k та E_k визначаються розрахунком за емпіричними формулами та методиками, які наведені у [1, 2, 6].

Найчастіше за все використовують тороїдальні екрани (рис. 5.4). В разі розміщення такого екрана біля високовольного електрода, напруженість поля вздовж поверхні ізолятора в цій зоні суттєво знижується.

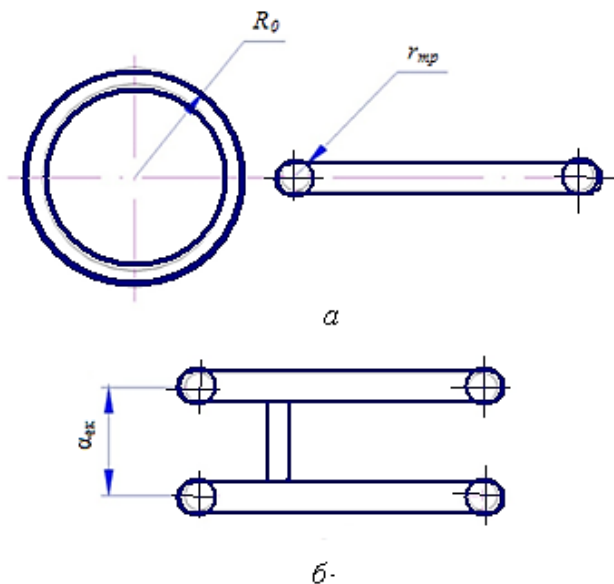


Рисунок 5.4 – Конструктивне виконання кільцевих (тороїдальних) екранів:

a – одиночний кільцевий екран; *б* – подвійний кільцевий екран.

Існують найбільш оптимальні співвідношення геометричних розмірів екрана (див. рис. 5.4).

$$\frac{R_0}{r_{mp}} = (7 \dots 10); \quad \frac{H_3}{R_0} = 10,$$

де R_0 – більший діаметр екрану;

r_{mp} – діаметр труби, з якої виконано екран;

H – це відстань від екрана до землі

Форми тороїдальних екранів можуть бути змінені на:

- традиційну кільцеву, яка використовується для ізоляційних конструкцій, що мають осьову симетрію;
- овальну, яка використовується для несиметричних конструкцій;
- форму багатокутника з округлими кінцями, яку використовують, коли немає осрової симетрії, або при складній формі електродів, наприклад, у конструкціях роз'єднувачів.

Якщо умову відсутності корони не можливо виконати одним екраном, то замість підвищення розмірів екрана можливо застосувати подвійні екрани (рис. 5.5). Їх перевагою є те, що заряд розподіляється по двом тороїдам, що зменшує густину заряду та напруженість поля на їх поверхні. У загальному випадку напруженість поля при використанні подвійного екрана знижується на 20 %. Методика розрахунку наведена у [6].

5.3 Вирівнювання розподілу напруги та напруженості поля вздовж ізоляційної конструкції

Більш висока ефективність вирівнювання в ізоляційних конструкціях зовнішнього електричного поля в порівнянні з вирівнюванням внутрішнього поля обумовлена меншим впливом неоднорідності структури самого діелектрика, в якому можливі раковини, пори, відшарування та інші технологічні дефекти, які спотворюють поле. Вирівнювання поля на поверхні діелектрика дозволяє значно скоротити довжину ізоляційного проміжку і зменшити або взагалі виключити коронування, тому, що наявність локальних максимальних напруженостей погано усувається тільки збільшенням відстані між електродами. В свою чергу необхідність вирівнювання поля зовнішньої ізоляції виникає при наявності повітряних зазорів, які призводять до перерозподілу поля між ізолюваними і неізолюваними електродами, при наявності крайового ефекту і зони з'єднання, локальних неоднорідностей та в інших випадках. Вирівнювання електричного поля дозволяє знайти більш раціональні і економічні ізоляційні конструкції, знизити масогабаритні характеристики і зазвичай здійснюється одночасно з рішенням конструктивно-технологічних задач [2, 9, 46, 47, 49, 50].



Рисунок 5.5 – Конструкції подвійних концентричних екранів

В умовах різко неоднорідного поля, що характерно для електричних апаратів високої напруги, напруга вздовж опорного ізолятора розподіляється дуже нерівномірно та пропорційно ємності окремих частин ізолятора. Найбільш висока напруга і, відповідно, максимальна напруженість поля переважно

сконцентровані біля верхнього електроду з високим потенціалом, де, в першу чергу, виникає коронний розряд.

Для покращення умов роботи ізоляції завдяки зниженню напруженості поля використовують різні засоби вирівнювання розподілу напруги вздовж опорної ізоляції. Одним зі способів вирівнювання розподілу напруженості поля вздовж ізоляційної конструкції є її підвищення в зоні, наближеній до заземленого електроду. Наприклад, розглянемо ізоляційну конструкцію на клас номінальної напруги 750 кВ. Така конструкція опорної ізоляції складається з п'яти послідовно з'єднаних ізоляторів у вертикальній площині, як показано на рис. 5.6. При розміщенні опорної колонки 1 безпосередньо над поверхнею землі, або на невеликій висоті (рис. 5.6, *a*) напруженість поля вздовж колонки ізоляторів в нижній частині колонки значно менша, ніж у верхній частині (див. криву 1 на рис. 5.7). Якщо збільшити висоту підставки ІК, можна забезпечити майже рівні напруженості поля поблизу високовольтного електроду та заземленої основи колонки. Отже, розташування ізоляційної конструкції на бетонній опорі 2 довжиною від 2,5 м до 3 м над поверхнею землі (див. рис. 5.6, *б*) дозволяє зменшити градієнт емоностей окремих ланок ІК, і, як наслідок, знизити напруженість поля у найбільш навантаженої частині ІК. Також значне підвищення електричної міцності всієї конструкції дає додаткове розташування екрана 3 на цій ІК нижче високовольтного електроду (див. криву 2 на рис. 5.7). Ще кращого результату можна досягти, якщо розташувати на ІК систему екранів (див. рис. 5.6, *в*), де на нижній екран 4 з більшими розмірами подається напруга, яка повторює по формі напругу на високовольтному електроді та дорівнює його частині. Розподіл напруженості поля в даному випадку показаний на рис. 5.7 (крива 3). Графіки розподілу напруженості поля E вздовж ізоляційної конструкції (по висоті S , або подалі – це H) для варіантів *a*, *б* та *в* (див. рис. 5.6), наведені на рис. 5.7.

В свою чергу додатково підвищити ефективність систем екранування можна наступними засобами:

- збільшення радіусу осьової лінії (діаметру) екрана, але разом з цим, збільшуються і розміри ІК (що стає недоліком);
- збільшення розмірів додаткового екрану з меншим потенціалом. Оптимальна висота розміщення його над землею

складає $0,66 \cdot H$ (H – це відстань від електрода до землі) при оптимальному значенні потенціалу екрану $(0,5 \dots 0,6) \cdot U_n$;

- збільшення радіусу труби екрана;
- використання системи екранів, які встановлюються в точках з великою напруженістю поля (багатократно розчіплений екран).

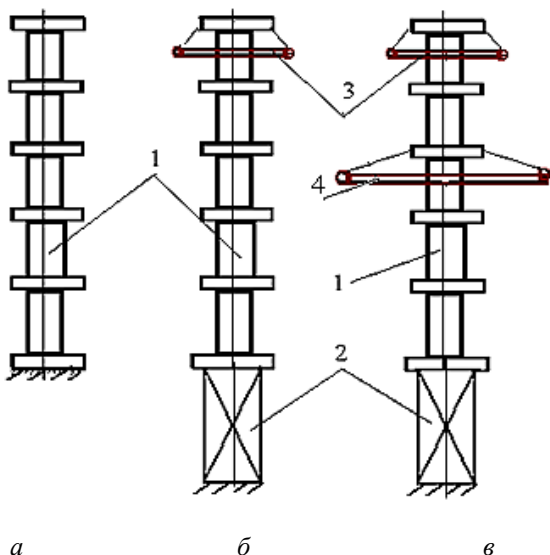


Рисунок 5.6 – Види встановлення ізоляційних конструкцій з опорних ізоляторів для різних систем екранування:

- a* – встановлення ізоляційної конструкції безпосередньо на землі;
- б* – встановлення ізоляційної конструкції на бетонній опорі висотою 3 м;
- в* – встановлення ізоляційної конструкції із системою екранів з різними потенціалами на бетонній опорі.

5.4 Регулювання поля конденсаторними обкладинками

Конденсаторні обкладинки використовуються для вирівнювання поля вздовж ІК, наприклад, як лінійний конденсатор в конструкціях газонаповнених вимірювальних

трансформаторів струму та напруги, а також в товщі ізоляції, наприклад, у прохідних ізоляторів [1, 48, 50].

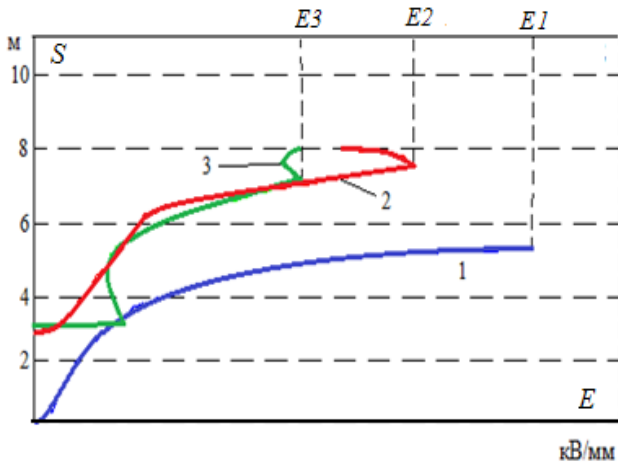


Рисунок 5.7 – Порівняння електричної міцності для видів екранування ізоляційних конструкцій, наведених на рис. 5.6

При цьому приймається припущення, що напруженість поля має дві складові: аксіальну складову E_a , яка направлена вздовж осі ізолятора, та радіальну складову E_r , яка співпадає з радіусом ізолятора. Розглянемо точку А на поверхні шару ізоляції, як показано на рис. 5.8. При вирівнюванні поля по товщині ізоляції приймається умова, що E_a величина постійна. Тоді радіальна напруженість поля E_r визначається за умовою:

$$E_r \sim \frac{1}{x \cdot R},$$

де x – довжина конденсаторної обкладинки;
 R – радіус конденсаторної обкладинки.

Для отримання основних співвідношень припустимо, що конденсаторні обкладинки зрушені в одну сторону таким чином, щоб їх кінці розташувалися в площині, перпендикулярній осі

ізолятора. Якщо знехтувати розсіюванням електричного потоку, то лінія, що з'єднує протилежні кінці обкладинок, буде силовою лінією (див. рис. 5.8). Напруженість поля в точці А розкладемо на дві складові: радіальну, яка збігається за напрямком з радіусом, і осьову, спрямовану вздовж осі ізолятора. Радіальна напруженість поля залишається постійною по довжині ізолятора при постійному радіусі, аксіальна складова напруженості поля виникає на кінцях обкладинок.

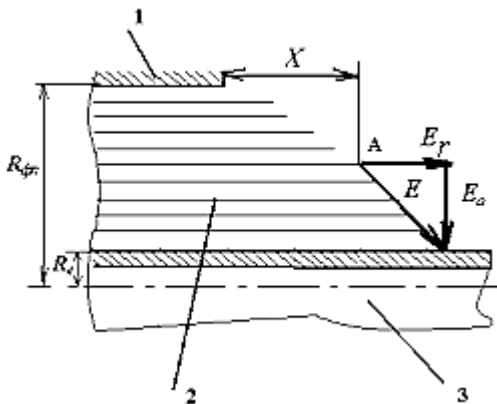


Рисунок 5.8 – Структура паперово-масляної конденсаторної ізоляції зі складовими напруженості поля:

- 1 – фланець для кріплення; 2 – паперово-масляна конденсаторна ізоляція;
- 3 – первинна обмотка у вигляді труби (електрод), $R_{\phi r}$ – радіус фланця;
- R_e – радіус електрода.

Всередині ізолятора аксіальна складова напруженості поля буде дорівнювати нулю. Падіння напруги на елементі ізолятора при достатньо великій кількості обкладинок знайдемо по формулі

$$dU = E_a \cdot dx = -E_r \cdot dr, \quad (5.1)$$

- де E_a – аксіальна складова напруженості поля;
- dx – збільшення довжини обкладинок;
- E_r – радіальна складова напруженості поля;
- dr – приріст радіуса обкладинок.

Електричний потік в ізоляторі, якщо знехтувати його розсіюванням, залишається постійним, тобто

$$2 \cdot \pi \cdot r \cdot x \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot E_r = \text{const} ,$$

або, враховуючи, що ізолятор робиться з одного матеріалу, отримаємо:

$$r \cdot x \cdot E_r = \text{const}, \quad (5.2)$$

де r, x – радіус і довжина обкладання відповідно.

Обкладинки в ізоляторі можна вибрати при двох варіантах: радіальна складова напруженості поля постійна, аксіальна складова напруженості поля постійна. Розглянемо кожен з них:

1) Радіальна напруженість поля постійна. З (5.2) випливає:

$$r \cdot x = C_1 = \text{const}. \quad (5.3)$$

Аксіальну складову напруженості поля знайдемо з (5.1):

$$E_a = - E_r \frac{dr}{dx}, \quad (5.4)$$

Похідну dx/dr визначимо з урахуванням співвідношення (5.3):

$$\frac{dr}{dx} = - \frac{C_1}{x^2},$$

а отже,

$$E_a = E_r \frac{C_1}{x^2}. \quad (5.5)$$

З (5.5) виходить, що аксіальна напруженість поля зростає зі зменшенням довжини обкладинки, тобто найбільша напруженість поля буде мати місце біля фланця. Після підстановки E_a з (5.5) в (5.1), після інтегрування отримаємо:

$$U = -\frac{C_1 E_r}{x^2} + C_2. \quad (5.6)$$

Константи рівняння визначимо з граничних умов

$$x = l_\phi; U = 0; x = l_{CT}; U = U_0,$$

де l_ϕ і l_{CT} – довжини обкладинок у фланця і стрижня відповідно.

Визначивши з граничних умов постійну $c_1 E_r$ і підставивши її в (5.5), отримаємо:

$$E_a = \frac{U_0 \cdot l_\phi \cdot l_{CT}}{x^2 (l_{CT} - l_\phi)}. \quad (5.7)$$

Порівнюючи найбільшу аксіальну напруженість поля з допустимою, знаходимо:

$$E_{a, \text{дон}} = \frac{U_0 \cdot l_{CT}}{l_\phi (l_{CT} - l_\phi)} = \frac{U_0}{l_\phi \left(1 - \frac{l_\phi}{l_{CT}}\right)}.$$

Для забезпечення нормальної роботи необхідно збільшувати l_ϕ і l_{CT} , тобто довжину ізолятора. Якщо E_r є сталою, товщина ізоляції буде мати невелике значення. Таким чином, за умови $E_r = \text{const}$ розміри ізолятора по довжині будуть мати дуже великі значення навіть при малих радіальних розмірах. Економічно такий підхід не може бути виправданий.

2) Аксіальна складова напруженості поля є сталою ($E_a = \text{const}$). Визначивши з (5.1) E_r і підставивши його в (5.2), після перетворення знайдемо:

$$r \cdot x \frac{dx}{dr} = C_1 = \text{const}. \quad (5.9)$$

Розділяючи змінні після інтегрування, отримуємо:

$$\frac{x^2}{2} = C_1 \cdot \ln r + C_2. \quad (5.10)$$

Граничні умови для визначення постійних інтегрування мають вигляд:

$$x = l_\phi; \quad r = r_\phi; \quad x = l_{CT}; \quad r = r_{CT}.$$

Підставивши граничні умови в (5.10) і вирішивши отриману систему рівнянь, знайдемо постійні інтегрування:

$$C_1 = - \frac{l_{CT}^2 - l_\phi^2}{2 \ln \frac{r_\phi}{r_{CT}} l_\phi}, \quad (5.11)$$

$$C_2 = \frac{l_\phi^2}{2} + \frac{l_{CT}^2 - l_\phi^2}{2 \ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}} \ln r_\phi. \quad (5.12)$$

Підставляючи постійні інтегрування в (5.10), отримуємо рівняння силової лінії, що проходить по кінцях обкладинок:

$$\frac{x^2 - l_\phi^2}{l_{CT}^2 - l_\phi^2} = \frac{\ln \frac{r_\phi}{r}}{\ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}}. \quad (5.13)$$

Рівняння (5.13) є основним рівнянням для розрахунку довжин і радіусів обкладинок при постійної складової аксіальної напруженості поля. Радіальну напруженість поля в ізоляції знайдемо з (5.1), (5.9) і (5.11):

$$E_r = E_a \frac{l_{CT}^2 - l_\phi^2}{2 \ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}} \frac{1}{r \cdot x}. \quad (5.14)$$

Через те, що осьова напруженість поля постійна, то

$$E_a = \frac{U_0}{l_{CT} - l_\phi}. \quad (5.15)$$

Підставивши значення E_a в (5.4), знайдемо:

$$E_r = \frac{U_0}{l_{CT} - l_\phi} \cdot \frac{l_{CT}^2 - l_\phi^2}{2 \ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}} \frac{1}{r \cdot x}. \quad (5.16)$$

З (5.16) видно, що радіальна напруженість поля обернено пропорційна множенню $r \cdot x$. Найбільше значення E_r має місце при мінімальних значеннях $x \cdot r$, тобто розташованих близько фланця і стрижня. На рис. 5.9 наводяться можливі залежності E_r від r . Зрозуміло, що найбільш прийнятним є випадок 1, при якому радіальні напруженості поля знаходяться близько фланця і стрижня і є рівними, тобто $E_{r_{CT}} = E_{r_\phi} = E_{r_{max}}$.

Максимальна напруженість поля в такому випадку буде:

$$E_{r_{max}} = \frac{U_0}{2r_{CT}l_{CT}} \frac{l_{CT} + l_\phi}{\ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}} = \frac{U_0}{2r_\phi l_\phi} \frac{l_{CT} + l_\phi}{\ln \frac{r_\phi}{r_{CT}}}. \quad (5.17)$$

$$z = \frac{l_{CT}}{l_\phi} = \frac{r_\phi}{r_{CT}}, \quad (5.18)$$

$$\text{Тоді} \quad E_{r_{max}} = \frac{U_0}{2r_M} \cdot \frac{1+z}{\ln z} = \frac{U_0}{2r_{CT}} \frac{1+z}{z \ln z}. \quad (5.19)$$

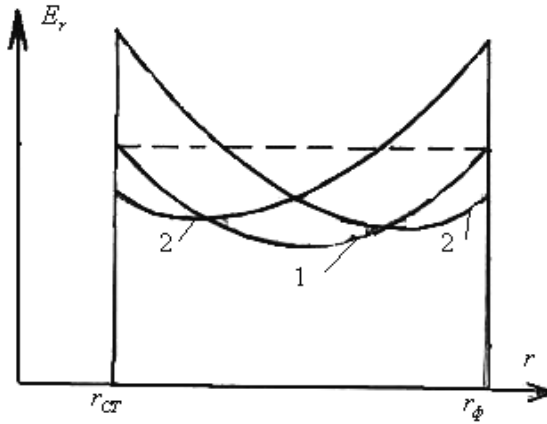


Рисунок 5.9 – Можливі залежності розподілу радіальної напруженості поля від радіуса:

- 1 – при оптимальному співвідношенні параметрів x та r ;
 2 – при реальному співвідношенні параметрів.

Визначимо значення z , при якому максимальна радіальна напруженість поля буде мати мінімальне значення. Прирівнявши похідну E_{rmax} по z нулю, отримаємо:

$$\frac{\ln z - \left(\frac{1}{z} + 1\right)}{(\ln z)^2} = 0.$$

Через те, що z не може дорівнювати нескінченності, то чисельник отриманого співвідношення повинен дорівнювати нулю. За умови мінімуму максимальної радіальної напруженості поля $z = 3,6$. З умов мінімуму обсягу активних матеріалів визначимо z . Приблизно об'єм електроізоляційних матеріалів знайдемо за формулою

$$V - \pi \cdot (r_{\phi}^2 - r_{CT}^2) \cdot l_{CT} = \pi \cdot r_{\phi}^2 \left(\frac{z^2 - 1}{z^2} \right) \cdot l_{CT}.$$

Підставивши r_ϕ з (5.9) та l_{CT} з (3.55), після перетворень отримаємо:

$$V = \pi \cdot \frac{U_0^3}{4 \cdot E_a \cdot E_{r_{\max}}^2} \cdot \frac{(1+z)^3}{z(\ln z)^2}. \quad (5.20)$$

Найбільші аксіальні і радіальні напруженості визначаються характеристиками використовуваних матеріалів і не залежать від z . Прирівнявши похідну об'єму по z нулю, знайдемо:

$$\frac{(2z-1)\ln z - 2(z+1)}{z^2(\ln z)^3} = 0.$$

звідки $z = 4,1$. Але ж зазвичай в розрахунках приймають z в межах від 3,6 до 5.

З рівняння (5.20) випливає, що при постійних z , E_a і $E_{r_{\max}}$ об'єм ізоляції є пропорційним кубу напруги, що діє на ізоляцію. Пропорційність об'єму електричної ізоляції кубу діючої напруги приблизно виконується для більшості електроізоляційних конструкцій. Наведені вище розрахунки справедливі, якщо число обкладинок є нескінченно великим. В реальних конструкціях кількість обкладинок завжди є скінченим значенням. Це призводить до того, що умова сталості аксіальної напруженості поля строго не виконується.

Нижче на рис. 5.10 наводиться криві зміни аксіальної напруженості поля на невеликій ділянці довжини ізолятора.

При сталих значеннях середньої аксіальної напруженості поля спостерігається місцева підвищена напруженість поля біля країв обкладинок. Оскільки при кінцевому числі обкладинок неможливо отримати сталі значення аксіальної напруженості поля, в деяких конструкціях не намагаються досягти суворого виконання умови сталості середньої аксіальної напруженості поля. У ряді випадків такий підхід полегшує виготовлення електроізоляційних конструкцій і значно здешевлює їх.

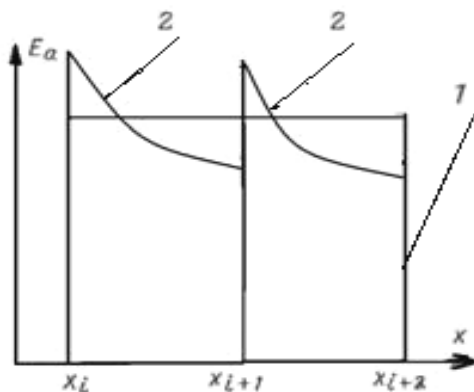


Рисунок 5.10 – Теоретичне (1) і дійсне (2) значення аксіальної напруженості поля на ділянці довжини ізолятора:

x_i, x_{i+1}, x_{i+2} – довжини обкладинок .

В реальних конструкціях ізоляторів зазвичай кількість конденсаторних обкладинок обмежена, тому виконання строгої умови $E_a = \text{const}$ не може бути досягнуто. Тому на краях конденсаторних обкладинок виникає місцева підвищена напруженість поля, а аксіальна складова напруженості має вид, як показано на рис. 5.9.

Розрахунок паперово-масляної конденсаторної ізоляції здійснюється в наступній послідовності [1, 2, 6]:

– спочатку обирається конструкція ізоляції та принцип проведення розрахунку, який має два різновиди:

а) з однаковою товщиною шарів ізоляції та однаковою товщиною уступів;

б) з різною товщиною шарів ізоляції та однаковою товщиною уступів;

– потім визначається загальна товщина ізоляції за умовою:

$$S = \frac{U_{p.np} \cdot K_2}{E_{дон}},$$

$$U_{p.np} = U_{p.cyx} \cdot K_{np},$$

де K_2 – коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілу напруженості поля по шарах ізоляції, зазвичай обирається в межах (1,1...1, 3);

$E_{дон}$ – допустима напруженість поля на краях конденсаторної обкладинки, яка визначається відповідно до методики [5].

K_{np} – емпіричний коефіцієнт, який для паперово-масляної ізоляції обирається в межах (1,2...1,4);

– після проведених розрахунків визначається довжина уступів у маслі та повітрі за емпіричними формулами;

– визначається довжина нульової обкладинки;

– визначається товщина шару ізоляції та кількість шарів.

5.5 Запитання для самоконтролю

5.5.1. Наведіть класифікацію електричних полів в техніці високих напруг.

5.5.2. Види іонізаційних процесів в газах.

5.5.3. Види емісії.

5.5.4. Дайте визначення лавини електронів.

5.5.5. За яким законом відбувається зростання числа електронів в лавині?

5.5.6. Запишіть умову самостійності розряду в газах.

5.5.7. В результаті якого процесу відбувається утворення від'ємних іонів?

5.5.8. Який електрон називається ефективним?

5.5.9. Іскровий розряд. Чим визначається опір каналу іскрового розряду?

5.5.10. Закон Пашена.

5.5.11. Особливості розряду в неоднорідних полях.

5.5.12. Дуговий розряд. Особливості емісії в дугових розрядах.

5.5.13. Умова виникнення коронного розряду. Види корони.

5.5.14. Розряд по поверхні діелектрика. Види поверхневого розряду.

5.5.15. Дайте визначення пробою.

5.5.16. Тимчасова структура розвитку розряду.

5.5.17. Що являє собою вольт-секундна характеристика.

5.5.18. У чому полягає ефект полярності.

5.5.19. Особливості та переваги рідких діелектриків.

5.5.20. Фактори, що впливають на розвиток іонізаційних процесів в рідких діелектриках.

5.5.21. Механізми пробою рідких діелектриків.

5.5.22. Вплив умов експлуатації на електричну міцність твердих діелектриків.

5.5.23. Механізм електричного пробою твердих діелектриків.

5.5.24. Механізм теплового пробою твердих діелектриків.

5.5.25. Як відбувається процес електричного старіння твердих діелектриків?

6 ВИМИКАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ

Вимикачі призначені для оперативної та аварійної комутації в енергосистемах, тобто виконання операцій вмикання та вимикання окремих кіл при ручному або автоматичному керуванні. При включеному стані вимикачі мають безперешкодно пропускати струми навантажень. Характер режиму роботи цих апаратів дещо незвичний: нормальним для них вважається як ввімкнений стан під час протікання струмів навантаження, так само як і відімкнений, коли вони забезпечують необхідну електричну ізоляцію між розімкненими ланками мережі. Комутація кола, яка відбувається під час перемикавання вимикача з одного положення в інше, стається нерегулярно, час від часу, а виконання ним специфічних потреб для відмикання короткого замикання, виникаючого в колі, надзвичайно нечасті. Вимикачі повинні надійно виконувати свої функції впродовж всього терміну служби (близько 25 років), знаходячись в будь-якому із вказаних станів, та одночасно бути завжди здатними миттєво та ефективно виконувати будь-які комутаційні операції, навіть після перебування в нерухомому стані впродовж тривалого часу. Відповідно до цього необхідно, щоб вони мали дуже високий коефіцієнт готовності, тобто при малій тривалості процесів комутації (декілька хвилин на рік) має бути забезпечена постійна готовність до виконання комутацій.

Процес «розриву» високовольтних електромереж супроводжується утворенням потужного дугового розряду. Інколи, наприклад, при відключенні лінії 100 кВ з великим струмом навантаження, температура плазми всередині електричної дуги може сягати 15000°C, чого зазвичай достатньо для виходу з роботи не тільки контактної групи, але також всієї конструкції вимикача навантаження. Щоб завадити розвитку небажаних ситуацій комутатори високої напруги повинні мати можливість гасити дуговий розряд, інакше їх спрацювання буде одноразовим. Через це дугогасні камери вважаються найважливішим елементом автоматичних вимикачів. Їх конструкція стала критерієм при розрізненні вимикачів на наступні типи:

- елегазові, в яких використовуються спеціальні камери, що наповнені газовою сумішшю на основі фтористої сірки;
- вакуумні апарати, які гасять електричну дугу в камерах з без повітря;
- масляні та маломасляні вимикачі, в яких в якості дугогасного наповнювача використовується трансформаторне масло;
- повітряні, в яких розряд гаситься повітряним потоком;
- автогазові;
- електромагнітні;
- автопневматичні .

За призначенням розрізняють наступні конструкції:

- мережеві вимикачі на напруги від 6 кВ і вище, що застосовуються в електричних ланцюгах (крім ланцюгів електричних машин і електротермічних установок) і призначені для пропускання і комутації струму в нормальних умовах роботи ланцюга, а також для пропускання протягом заданого часу і комутації струму в заданих ненормальних умовах, таких як умови короткого замикання;

- генераторні вимикачі на напруги від 6 до 20 кВ, що застосовуються в ланцюгах електричних машин (генераторів, синхронних компенсаторів, потужних електродвигунів) і призначені для пропускання і комутацій струму в нормальних умовах, а також в пускових режимах і при коротких замиканнях. Відрізняються, як правило, великими значеннями номінального струму (до 10000 А) та струму відключення;

- вимикачі на напругу від 6 до 220 кВ для електротермічних установок, що застосовуються в ланцюгах великих електротермічних установок (наприклад, сталеплавильних, руднотермічних і інших печей) і призначені для пропускання і комутацій струму в нормальних умовах, а також в різних експлуатаційних режимах і при коротких замиканнях;

- вимикачі навантаження – вимикачі, призначені для комутацій під номінальним струмом, але не розраховані на розрив надструмів. Застосовуються в мережах 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю для комутації невеликих навантажень - до декількох мегавольт-ампер;

– реклоузери - підвісні секціонуєчі дистанційно керовані вимикачі, забезпечені захистом і встановлюються на опорах повітряних ЛЕП;

– вимикачі спеціального призначення.

По виду розміщення розрізняють:

– опорні, тобто мають основну ізоляцію на землю опорного типу;

– підвісні, тобто мають основну ізоляцію на землю підвісного типу;

– настінні, тобто укріплені на стінах закритих розподільних пристроїв;

– викотні, тобто мають пристосування для викачування з осередків розподільних пристроїв (для обслуговування, ремонту і для створення т.зв. "видимого розриву" при роботах на лініях);

– вбудовані в комплектні розподільчі пристрої.

Як вже було зазначено, вимикачі змінного струму використовуються для вмикання та вимикання всіх видів струмів як в аварійних режимах (струми короткого замикання), так і при нормальних режимах експлуатації (номінального струму та струму холостого ходу).

Серед основних параметрів вимикачів високої напруги необхідно зазначити групу номінальних параметрів, притаманних усім типам вимикачів і визначають умови їх роботи.

До основних номінальних параметрів вимикачів відповідно до рекомендацій Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) відносяться: номінальна напруга $U_{ном}$; найбільша робоча напруга $U_{н.р}$; номінальний рівень ізоляції в кіловольтах; номінальна частота $f_{ном}$; номінальний струм $I_{ном}$; номінальний струм відключення $I_{в.ном}$; номінальний струм включення $I_{в.ном}$; номінальна перехідна напруга відновлювання (ПВН) при КЗ на виводах вимикача; номінальні параметри при невіддалених КЗ; номінальна тривалість КЗ; номінальна послідовність операцій (номінальні цикли); нормовані показники надійності тощо.

До параметрів, характерних для повітряних вимикачів, слід віднести номінальний тиск і витрати повітря, що необхідні для проведення операцій включення і відключення, нижня межа тиску для виробництва окремих операцій.

Розглянемо деякі найбільш важливі параметри.

Номинальна напруга $U_{ном}$ (лінійна) – це базисна напруга з стандартизованого ряду напруг, що визначає рівень ізоляції мережі і електричного обладнання. Дійсні напруги в різних точках системи можуть відрізнятися від номінального, проте вони не повинні перевищувати *найбільші робочі напруги* (номінальну напругу по МЕК), встановлені для тривалої роботи. Номінальні напруги вимикачів відповідають класам напруги (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1

Клас номінальних напруг	
Номінальна міжфазна (лінійна) напруга, діюче значення, кВ	Найбільша робоча напруга (номінальна напруга по МЕК), діюче значення, кВ
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

Номінальний рівень ізоляції вимикача характеризується значеннями випробувальних напруг, що впливають на основну ізоляцію вимикача.

Номинальний струм – це діюче значення максимального струму, допустимого за умовами нагрівання струмопровідних частин вимикача в тривалому режимі, що має наступні значення: 200; 400; 600; 800; 1 000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500 А.

Комутаційна здатність вимикача, що відключає, характеризується *номинальним струмом вимикання* $I_{в.ном}$, який може відключити вимикач при максимальній робочій напрузі і нормованих умовах відновлення напруги. Струм вимикання характеризується діючим значенням його періодичної складової $I_{в.п}$, віднесеної до моменту виникнення дуги (момент розмикання дугогасних контактів) та номинальним струмом вимикання $I_{в.ном}$ (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а також нормованим процентним вмістом β_n аперіодичної складової, рівним відношенню аперіодичної складової i_a струму відключення до амплітуди періодичної складової того ж самого струму під час розмикання дугогасних контактів. Струм вимикання вимикача визначається сумою періодичної і аперіодичної складових:

$$i_e = \sqrt{2} \cdot I_{в.ном} \cdot i_a = \sqrt{2} \cdot I_{в.ном} (1 + \beta_n) .$$

Номинальний струм вмикання $I_{в.ном}$ – це найбільший струм, який вимикач може включити при найбільшій робочій напрузі. При виникненні КЗ в колі за час близько 10 мс струм досягає свого максимального значення, який називається ударним струмом КЗ. Тому номинальний струм включення повинен бути не менше ударного струму КЗ за умови можливості включення на існуюче КЗ в колі (в режимі *автоматичного повторного включення* (АПВ)).

Потужність вимикання визначається за умовою:

$$P_{вим} = \sqrt{3} \cdot I_{в.ном} \cdot U_{ном} .$$

Стійкість до крізних струмів короткого замикання, яка визначається двома параметрами: струмом термічної стійкості і

часом його протікання та струмом електродинамічної стійкості. Номінальна тривалість струму КЗ характеризується здатністю вимикача витримувати у включеному стані без пошкоджень струм електродинамічної стійкості (ударний струм) $I_D = 1,8\sqrt{2} \cdot I_{в.ном} = 2,55 \cdot I_{в.ном}$, і струм термічної стійкості $I_T = I_{в.ном}$. Час протікання струму I_T може бути 1 с або 2 с для вимикачів при $U_{ном} \geq 330$ кВ, та 1 с або 3 с для вимикачів при $U_{ном} \geq 220$ кВ.

Повний час вимикання t_0 – це час від моменту подачі сигналу на електромагніт вимикання до згасання дуги всіх трьох фаз. Цей час має дві складових:

$$t_0 = t_{вл} + t_{гд},$$

де $t_{вл}$ – власний час спрацьовування вимикача;

$t_{гд}$ – час гасіння дуги, який коливається в межах (0,1...0,2) с для напруг нижчими за 20 кВ, та має бути меншим за 0,04с для напруг вищими за 330 кВ;

Власний час вмикання – це проміжок часу від моменту подачі сигналу вмикання на електромагніт до моменту замикання кола високої напруги всіх трьох фаз;

Механічний ресурс – це (допустима кількість циклів вмикання – вимикання) тощо.

При відключенні струму КЗ на виводах вимикача виникає перехідний процес, який при гасінні дуги характеризується *перехідною напругою, що відновлюється* (ПВН), яка залежить від власних параметрів мережі, що відключається.

Здатність, що відмикає, дугогасних пристроїв по різному залежить від характеру зміни ПВН. Повітряні та елегазові вимикачі дуже чутливі до швидкості наростання ПВН (du/dt), а масляні – до максимального ПВН. Цим пояснюється нормування $I_{о.ном}$. Здатність, що відмикає, вимикача може бути охарактеризована залежністю допустимої швидкості відновлення напруги du/dt від струму відключення (крива 1 на рис. 6.1). Точки перетину кривої 1 і прямої 2, яка описує залежність швидкості наростання ПВН на контактах вимикача при

відключенні не віддаленого КЗ від струму відключення, визначають граничний струм I_T , який може бути відключений повітряним вимикачем без теплового пробою.

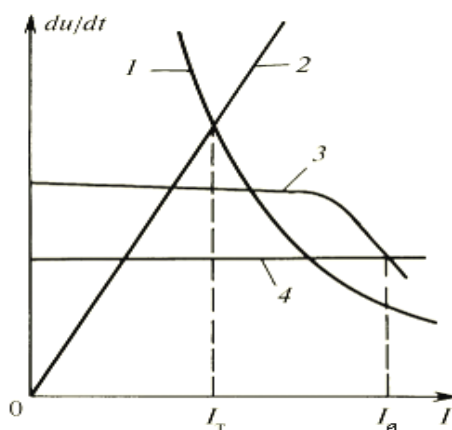


Рисунок 6.1 – Граничні режими роботи вимикача

При успішному подоланні першого піку напруги (теплого пробою не сталося) можливим є пробій при максимальній напрузі. Для кожного типу вимикача може бути визначений гранично допустима максимальна ПВН, залежна від струму відмикання – крива 3. Крива 4 показує максимальну ПВН мережі, яке не залежить від комутації. Точка їх перетину показує граничне значення струму відключення вимикача I_e , що викликає можливий електричний пробій.

Вимикач не повинен відмовляти як при максимальних значеннях ПВН при КЗ на контактах вимикача, так і при впливі ПВН з високою початковою швидкістю росту при віддалених КЗ. Залежності 3 та 4, що характеризують режим можливого електричного пробою, визначають граничний струм I_e , який є більшим за граничний струм при можливому тепловому пробіі I_T . Область застосування вимикача обмежена по струму значенням I_T , а за напругою – кривою (крива 3) можливого електричного пробою.

В більшості випадків (згідно зі статистикою до 80%) причина, що викликає КЗ, самоліквідується внаслідок короточасного відключення напруги, що не перевищує 0,3 с, необхідного для деіонізації ділянки існування відкритої дуги КЗ, і з'являється можливість повторного включення напруги системи. Звідси впливає певна послідовність операцій, які виконує вимикач, пов'язаних з відключенням КЗ і подальшим автоматичним повторним включенням (АПВ) цієї ділянки мережі.

6.1 Повітряні вимикачі

Такий термін застосовується до високовольтних комутаційних пристроїв, в яких повітряні потоки використовуються для зменшення розряду, який виникає при робочому, або аварійному спрацьовуванні. Для нормального функціонування таких пристроїв необхідне додаткове обладнання, а саме:

- компресійне обладнання для нагнітання необхідного тиску повітря;
- ресивери (ємності для збереження повітряної суміші під тиском);
- пневмопроводи, по яким подається стисле повітря в дугогасні модулі та пневматичний привод (якщо такий використовується для розриву кола).

У цих вимикачах гасіння електричної дуги відбувається в пристрої дугогасіння (ПД) у вигляді сопла Лавалю, де охолодження стовпа дуги здійснюється за рахунок обдування міжконтактного проміжку потоком стислого повітря, який вилітає з великою швидкістю з баку високого тиску. Головні причини дугогасіння – це охолодження стовпа дуги (головна) та механічне подовження стовпа дуги.

Розрізняють два види конструктивного виготовлення ПД: із повздовжнім та поперечним дуттям.

В ЕАВН найбільше розповсюдження набуло повздовжнє дуття, яке в свою чергу розрізняється на одностороннє та двостороннє дуття, варіанти виконання яких показані на рис. 6.3.



Рисунок 6.2 – Повітряні вимикачі на атомній електростанції Salem (США)

В цих конструкціях повітряний потік вилітає з камери з тиском (1...4) МПа в напрямку вздовж осі дуги X . У ПД з поперечним дугтям потік повітря спрямований поперек осі дуги. У сучасному виробництві такі системи не використовуються.

В залежності від форми і взаємного розташування контактів і сопел гасіння дуги в таких пристроях може відбуватися при:

- односторонньому (поздовжньому) продуванні через металевий канал (сопло) (рис. 6.3, *a*);
- односторонньому (поздовжньому) продуванні через ізоляційний канал (сопло) (рис. 6.3, *б*);
- двосторонньому симетричному (поздовжньому) продуванні у соплообразних порожніх контактах (рис. 6.3, *в*);
- двосторонньому асиметричному (поздовжньому) продуванні у соплообразних порожніх контактах (рис. 6.3, *г*).

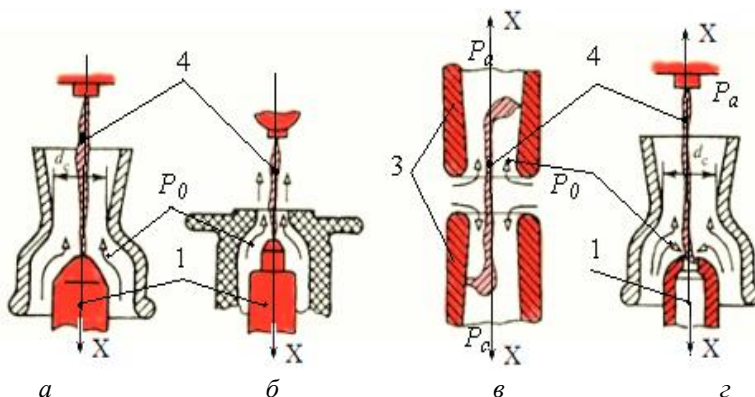


Рисунок 6.3 – Варіанти пристроїв дугогасіння повздовжнього дуття: одностороннє та двостороннє:

1 – рухомий стрижневий контакт; 2 – ізоляційний корпус; 3 – рухомий контакт у вигляді сопла Лаваля; 4 – стовп електричної дуги; P_a – атмосферний тиск; P_0 – стисле повітря; d_c – діаметр сопла.

Найкращі показники були отримані в вимикачах з дугогасними системами, в яких використовують двостороннє асиметричне дуття. У механізмі гасіння електричної дуги тісно переплітаються як електричні процеси в стовпі дуги, так і газотермодинамічні процеси витікання газового струменю. Особливість витікання газу з дугогасного пристрою полягає в тому, що потік газу зустрічає на своєму шляху потужне джерело теплоти, яким є дуга, і який гальмує повітряний потік, тобто зменшуються витрати повітря, що протікає через сопло з дугою. Це явище, так званий «термодинамічний ефект», може призвести до повної закупорки сопла електричною дугою, що викликає руйнування дугогасної системи. Таким чином, розмір (діаметру сопла d_c на рис. 6.3, а, г) системи дуття визначає максимально можливий струм відключення вимикача. Висока ефективність охолодження каналу стовпа дуги аксіальним потоком газу пояснюється виникненням інтенсивної турбулентної конвекції на межі двох потоків (рис. 6.4). Збільшення опору дугового проміжку, яке визначає електричну міцність в повітряних вимикачах, у великій мірі залежить від струму, що відключається.

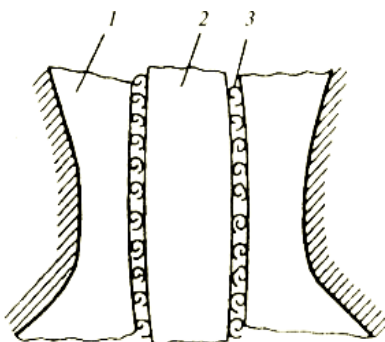


Рисунок 6.4 – Схема протікання холодного газу та плазми стовпу дуги в системі повздовжнього дуття дугогасного пристрою:

- 1 – область потоку холодного газу; 2 – область стовбуру дуги;
3 – гранична турбулентна область

Нижче розглянемо головні процеси, які впливають на процес дугогасіння у повітряних та газонаповнених вимикачах.

6.1.1 Термодинамічна закупорка сопла та стабілізація дуги

При відсутності дуги та розмиканні контактів у соплі ПД утворюється критична швидкість повітря, яка може сягати 330 м/с. При горінні дуги виникає нагрів повітря, що супроводжується підвищенням тиску на вході у сопло та зменшенням швидкості повітря, навіть до нуля. Такий стан має назву «закупорка» сопла. При закупорці сопла дуга не гасне через те, що суттєво зменшується відведення тепла від неї. Для надійного гасіння дуги мінімальна швидкість потоку повітря повинна перевищувати (7...10) м/с. В такому випадку дуга утримується потоком повітря або іншого газу коаксіально в соплі, та має назву стабілізованої. При зменшенні швидкості потоку повітря дуга набуває зворотного руху на вході у сопло, що призводить до затримання руху повітря і погіршення умов охолодження. Явище стабілізації та закупорки сопла залежить від наступних чинників [3, 76]:

– геометричної форми сопла (найкращі показники має конічне сопло з кутовим параметром A , що дорівнює 15°), як показано на рис. 6.5;

– форми електрода (за умови закругленої форми краю рухомого контакту на його кінці виникає мертва зона, де обдування погіршується, але при цьому знижується напруженість поля);

– довжини дуги, збільшення якої супроводжується зростанням потужності у стовпі дуги та гальмуванням потоку повітря (це призводить до підвищення температури та зниження швидкості росту електричної міцності міжконтактного проміжку).

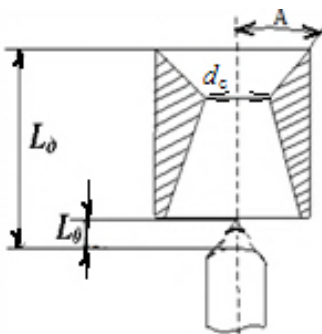


Рисунок 6.5 – Параметри пристрою дугогасіння типу сопла Лавалля:

L_0 – довжина дуги; L_0 – довжина «мертвої» зони рухомого контакту;
 d_c – діаметр сопла.

6.1.2 Електрична міцність міжконтактного проміжку

Після руйнування дугового стовпа у ПД виникає процес відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку, і, водночас, зростає напруга, що відновлюється, яка сприяє пробію проміжку. Розрізняють два типи пробію міжконтактного проміжку – тепловий та електричний.

При тепловому пробію, після проходження струму через нуль, у міжконтактному проміжку виникає значна густина іонізованих часток та велика електрична провідність. Під

впливом напруги $U_{від}$, що відновлюється, починає протікати залишковий струм $I_{зал}$, значення якого обмежується залишковим опором $R_{зал}$, та визначається з формули:

$$I_{зал} = \frac{U_{від}}{R_{зал}}.$$

Починається нагрів плазми міжконтактного проміжку, разом з цим, підвищується термічна іонізація. Якщо значення теплоти, що відводиться, менше ніж теплота, що виділяється, починається лавиноподібний процес іонізації, і виникає пробій. В іншому випадку залишковий опір $R_{зал}$ зростатиме, а пробій проміжку не виникатиме. При електричному пробі, після проходження струму через нуль, у міжконтактному проміжку виникає залишковий опір. Одночасно напруга, що відновлюється, починає утворювати умови для зростання процесу іонізації, який прагне пробити проміжок. Якщо електрична міцність буде меншою, ніж напруга, що відновлюється, то виникатиме лавиноподібний процес іонізації і, як наслідок, пробій проміжку. І навпаки.

6.1.3 Використання резисторів шунтування та конденсаторів

В конструкціях вимикачів за призначенням розрізняють два види резисторів, які шунтують $R_{ш}$, та конденсаторів, які шунтують $C_{ш}$: для полегшення процесу дугогасіння та для вирівнювання напруги вздовж послідовно з'єднаних контактів вимикачів.

Полегшення процесу дугогасіння варто пояснити на прикладі моделі вимикача з двома розривами на полюс, електрична схема якої показана на рис. 6.6, *а*, де прийняті наступні позначення: L – еквівалентна індуктивність кола комутації, S_1 , S_2 – два послідовно з'єднаних контактних розриви вимикача, I_d та $I_{ш}$ – відповідно струми дуги і шунта, $R_{ш}$ – резистор шунтування. Процес вимикання вимикача здійснюється у такий послідовності. Розмикаються контакти S_1 у момент часу t_1 (див. рис. 6.6, *б*). Між контактами відбувається процес горіння дуги, під час якого струм

кола комутації матиме дві складові: струм дуги I_d та струм шунта $I_{ш}$. Тобто:

$$I = I_d + I_{ш}.$$

В цьому випадку, якщо дуга буде відносно мала, виникає умова:

$$R_{ш} > R_d; \quad I_{ш} = 0.$$

При наближенні струму до моменту часу t_2 , тобто коли струм дуги наближається до нуля, довжина дуги зростатиме, опір дуги також зростатиме та перевищуватиме опір шунта. За цієї умови струм дуги починає зменшуватись, а струм резистора, що шунтує, починає зростати, тобто здійснюється перехід струму з контактів у резистор. Робоча точка дуги в момент t_2 (рис. 6.6, в), позначена як точка А. Впродовж наближення струму до нуля робоча точка А пересувається в точку В, де дуга згасає, і струм стрибком переходить у точку С, тобто струм перекидається з контактів на резистор шунтування. Застосування $R_{ш}$ дозволяє зменшити пік гасіння дуги з U_{d1} до U_{d2} і, як наслідок, енергію дуги та інтенсивність іонізаційних процесів. Після згасання дуги на контактах S_1 розмикаються контакти S_2 , і струм дуги, що виникає, обмежується резистором $R_{ш}$, що полегшує гасіння дуги загалом. Для подальшого полегшення гасіння дуги процес відновлення напруги на контактах з періодичного (крива 1) перетворюється в аперіодичний (крива 2), які показані на рис. 6.7. Для цього повинна виконуватися умова:

$$R_{ш} = 0,2 \sqrt{\frac{L}{C}},$$

де L, C – еквівалентні параметри кола комутації.

Отримання аперіодичного процесу дозволяє зменшити комутаційні перенапруги $U_{пер}$, які виникають у момент перекидання струму з контактів на резистор шунтування.

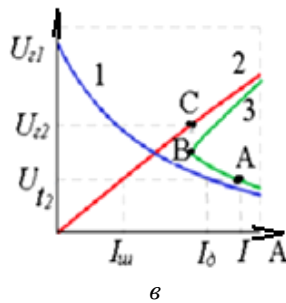
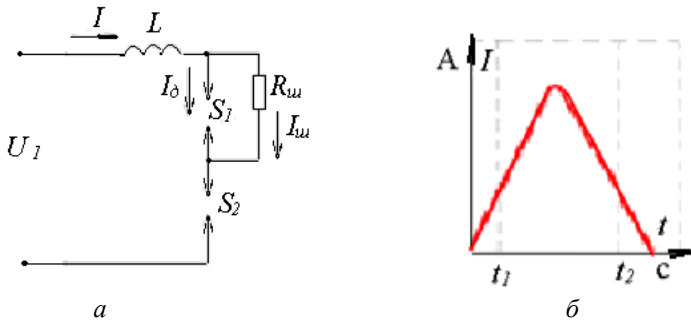


Рисунок 6.6– Модель, що пояснює принцип дії резистору шунтування:

1 – вольт-амперна характеристика дуги; 2 – вольт-амперна характеристика резистора, що шунтує; 3 – результуюча вольт-амперна характеристика.

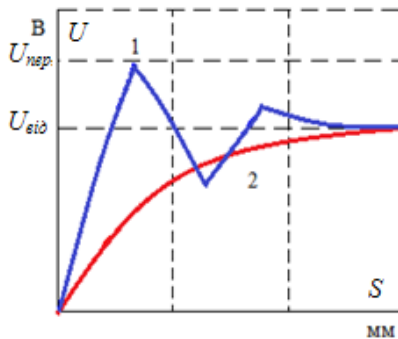


Рисунок 6.7 – Процеси відновлення напруги на контактах:

1 – періодичний процес; 2 – аперіодичний процес.

Головні переваги використання $R_{ш}$ – це зниження значення струму та зменшення кута зсуву між струмом і напругою, тобто негативного впливу індуктивності кола комутації. Значення $R_{ш}$ при напругах 220 кВ і вище складає декілька кОм.

Вимоги до резистора шунтування:

- $R_{ш}$ повинен мати мінімальну індуктивність, через що може різко зростати перенапряг;
- необхідно завжди проводити тепловий розрахунок резистора, що шунтує, тому, що через нього протікає значний струм продовж майже 20 мс; а також, якщо вимикач працює у режимі АПВ, резистор повинен встигати охолоджуватися;
- матеріалом для виготовлення резистора є ніхром з температурою нагріву до 1000 °С;
- у момент переходу струму з контактів у резистор виникають комутаційні перенапряги кратністю (2...3). Для їх зниження використовують (2...3) ступеневе вмикання контактних проміжків.

Інше призначення резисторів та конденсаторів шунтування – це вирівнювання напруги між послідовно з'єднаними контактами у вимикачах. Наприклад, у вимикачах серії ВНВ напругою 750 кВ має місце послідовне вмикання декількох ПД з шістьма розривами на полюс, як показано на рис. 6.8.

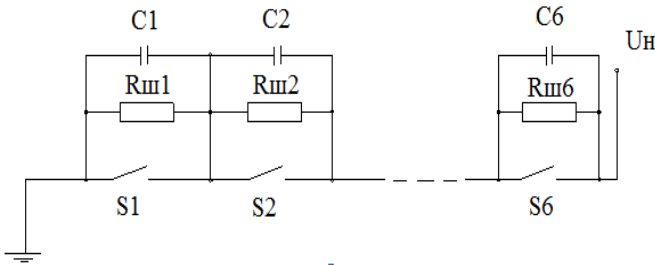


Рисунок 6.8– Схема підключення резисторів та конденсаторів шунтування

При горизонтальному розташуванні контактів, на першій ланці розриву від потенціалу землі є приблизно $0,01 \cdot U_n$, а потім поступово збільшується таким чином, що на останній – $0,65 \cdot U_n$ [76]. Для вирівнювання розподілу цієї напруги найбільш

ефективним способом є використання конденсаторів шунтування, які підключаються за схемою (рис. 6.8).

Головними недоліками резисторів шунтування для вирівнювання напруги та полегшення дугогасіння можна вважати такі:

- складність виготовлення через необхідність отримання високого опору при мінімальній індуктивності, яка сприяє зростанню перенапруги;

- необхідність використання відокремлювача для отримання гальванічної розв'язки кола резисторів при розімкненому стані контактів.

Найширше застосування для вирівнювання напруги отримали конденсатори шунтування.

6.1.4 Конструкції резистора та конденсатора шунтування

Розрізняють два види таких резисторів, а саме, резистори з лінійною та нелінійною вольт-амперними характеристиками. У резисторах з лінійною характеристикою для зниження індуктивності провід 2 круглого або плоского перерізу намотується біфілярно (тобто, коли струми витків, розташованих поруч один з одним, направлені у протилежні сторони) на каркас 1 з жаростійкої кераміки, як показано на рис. 6.9.

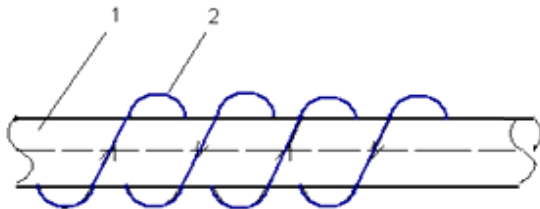


Рисунок 6.9 – Структура резистора шунтування з лінійною характеристикою

Головними недоліками такої конструкції є велика маса, ускладнена технологія виготовлення та її висока вартість.

Більш ефективними є резистори з нелінійною характеристикою, структура яких показана на рис. 6.10.

Головною перевагою резистора з нелінійною характеристикою є набагато нижча індуктивність.

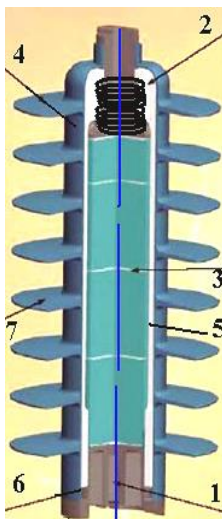


Рисунок 6.10 – Структура резистора шунтування з нелінійною характеристикою:

1 – сталевий фланець; 2 – контактна пружина натискання; 3 – диски варисторів;
4 – ізоляційний корпус; 5 – активна частина; 6 – захисний клапан.

В якості конденсаторів шунтування використовуються стандартизовані малогабаритні керамічні конденсатори за умови, що ємність такого конденсатора має бути значно більшою за еквівалентну ємність кола комутації.

6.1.5 Конструкції повітряних вимикачів

Всі конструкції повітряних вимикачів можна поділити на дві характерні групи. До першої можливо віднести повітряні вимикачі модульного виконання, в основі роботи яких є пристрій дугогасіння з двома розривами на полюс, що розташовані безпосередньо у баку високого тиску. Такі конструкції використовуються на класи напруг від 110 кВ до 1150 кВ.

Загальний вид модулю показаний на рис. 6.11, головними перевагами якого є відсутність повітряводів, постійний високий тиск у ПД та, як наслідок цього, максимальна швидкодія.

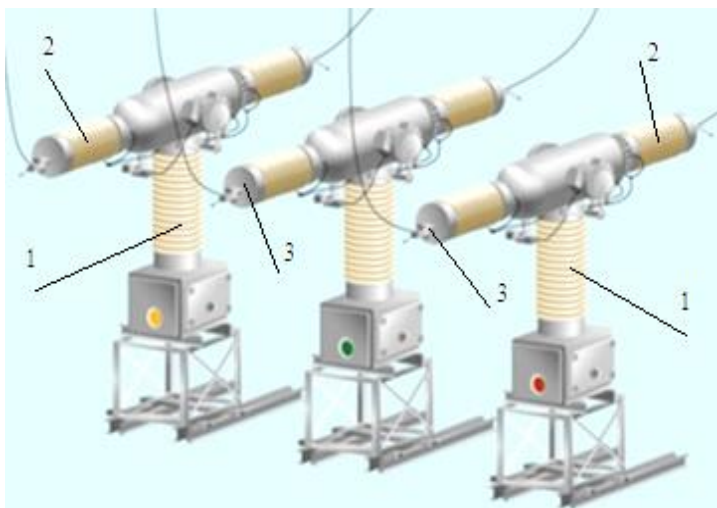


Рисунок 6.11 – Структура газонаповненого ПД вимикача ВВБ-110-1000-40У1:

1 – опорний ізолятор; 2 – ізоляційний корпус, заповнений газом з двома ПД; 3 – металевий контактний фланець.
підведення повітряної суміші; 12 – група клапанів.

У вимикачах серії ВВБ для гасіння дуги використовується стиснене повітря, яке утворює дугтя, і, відповідно, охолоджує дугу, видаляє продукти горіння і швидко гасить дугу. Переваги такої конструкції: вибухо- та пожежна безпека, можливість створення серій з великих вузлів, придатність для зовнішньої і внутрішньої установки. До недоліків такої конструкції можна віднести: складність конструкції, висока вартість, необхідність компресорної установки, відсутність вбудованих трансформаторів струму, зростання маси та габаритів елементів на стороні високої напруги, що потребує підсилення опорної ізоляції; важкий режим роботи прохідних ізоляторів виводів, які є найбільш ненадійним елементом конструкції. Відео для Вашої

уяви конструкції можна подивитись за посиланням: https://www.youtube.com/watch?v=Oqh6NX_cnjZ4. Структура та конструктивні особливості повітряних вимикачів типів ВВБ та ВНВ наведені у [4, 8, 76].

Другу групу вимикачів утворюють вимикачі з газонаповненими ПД. Загальний вид модулю такого вимикача показано на рис. 6.12.

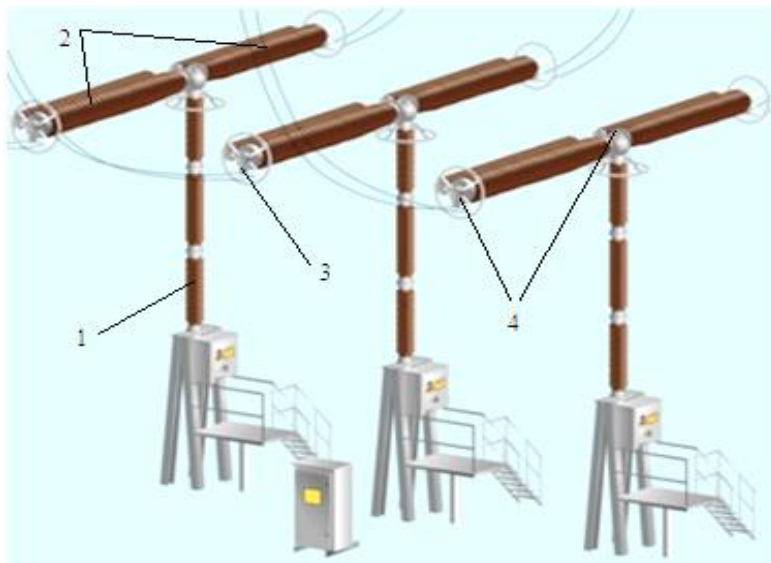


Рисунок 6.12 – Повітряний вимикач високої напруги ВНВ-220-63:

- 1 – опорний ізолятор; 2 – бак зі стислим повітрям з двома ПД;
- 3 – прохідні ізолятори виводів; 4 – клапани керування.

Головною перевагою такої конструкції є відсутність прохідних виводів ізоляторів. Ізоляційний корпус ПД зроблено з високоміцних ізоляційних матеріалів (склопластик з покриттям з полімерних матеріалів на основі кремнійорганічних гум або фторопластових композицій), що мають високу стійкість до негативних зовнішніх чинників. Крім того відсутній викид в оточуюче середовище продуктів горіння дуги.

6.1.6 Клапани керування

У повітряних та інших газонаповнених вимикачах клапани керування використовують для здійснення комутаційних операцій. Існує велика кількість різновидів клапанів, наприклад, замочні, контрольні, зворотні, захисні, дуттьові, вихлопні, тощо [76]. Для керування клапанами при експлуатації використовують наступні системи керування: механічні та гідравлічні, що використовують на всі класи напруги; пневматичні, які внаслідок зростання часу спрацьовування використовують на класи напруги до 500 кВ; комбіновані.

Пневматичні клапани широко застосовуються для виконання різних операцій зі стисненим повітрям: впуску його в ті чи інші елементи вимикача і випуску з них, впуску в дугогасний пристрій, випуску (скидання) в певний момент часу, обмеження або припинення його подачі тощо. Керування клапанами, тобто їх відкриття та закриття, проводиться або механічно, або стислим повітрям. Відповідно до цього за способом управління клапани поділяються наступним чином:

- клапани з механічним управлінням, при якому переміщення їх рухомих частин проводиться будь-якою сторонньою силою, що впливає на шток клапана, наприклад рукою, електромагнітом, пневматичним приводом і т. і.;

- клапани з пневматичним управлінням, при якому переміщення їх рухомих частин проводиться стисненим повітрям.

За своїм призначенням клапани поділяються на такі типи:

- пускові, які подають невелику кількість повітря в момент початку операції (включення або відключення); відкриття їх здійснюється електромагнітом або пусковою кнопкою;

- дуттьові, призначені для подачі стислого повітря в дугогасний пристрій або випуску з нього;

- допоміжні.

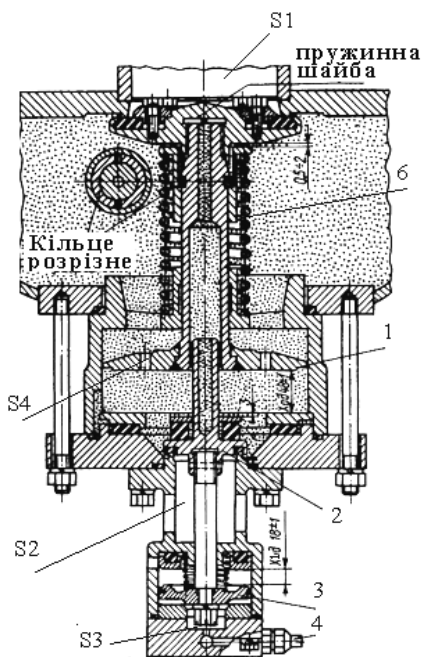
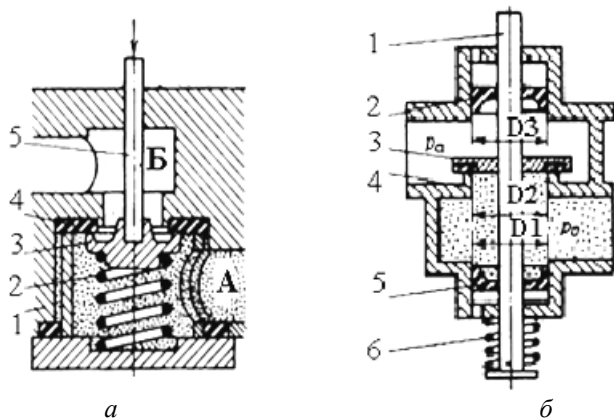
Пневматичні клапани за конструктивним виконанням поділяються на тарілчасті та золотникові.

Клапани, які виконують тільки одну функцію (впускання або випускання повітря), мають назву одноканальні та використовуються як дуттьові, або вихлопні. Клапани, які

виконують вищезазначені функції при автоматичному поверненні його рухомих частин у початковий стан, мають назву двоканальні. Характерною ознакою таких систем є наявність двох розбіжних каналів. Вони використовуються для керування одноканальними клапанами. Послідовне вмикання клапанів дає можливість посилення імпульсу керування та затримки часу їх спрацьовування. Відповідно до конструктивного виконання клапанів, деякі рішення яких показані на рис. 6.13, вони поділяються на тарілчасті (рис. 6.13, *a*), циліндричні клапани з розвантажуванням (рис. 6.13, *б*) та багатоступеневі блоки клапанів.

У типовому тарілчастому клапані простір усередині корпусу 1 розділений перегородкою на дві порожнини (рис. 6.13, *a*), одна з яких (А) сполучається з резервуаром, що заповнений стислим повітрям (а, отже, при роботі вимикача в ній постійно знаходиться стисле повітря), а інша (Б) заповнена повітрям при атмосферному тиску. У перегородці, що відокремлює одну порожнину від іншої, є отвір, що називається вихідним отвором клапана. Він є закритим тарілкою 3. Поверхня перегородки, яка стикається з тарілкою, називається сідлом клапана. Для того, щоб усунути перетікання повітря з порожнини А в порожнину Б, тарілка повинна щільно прилягати до сідла. Для цього на перегородці закріплено гумове кільце 4, з яким стикається тарілка 3. Стисле повітря, що знаходиться в порожнині А, може потрапити в порожнину Б тільки за умови, що тарілка відійде на деяку відстань від сідла. Тарілка є рухомою частиною клапана, і при її переміщенні здійснюється відкриття і закриття клапана. Для відкриття клапана необхідно натиснути на шток 5 і тим самим дещо опустити тарілку 3. Коли тарілка відійде від сідла, то між ними утвориться кільцева щілина, крізь яку буде відбуватися перетікання повітря з порожнини А в порожнину Б. Клапан відкритий, поки тарілка опущена. Для закриття клапана необхідно припинити натискання на шток, тоді тарілка і шток під дією пружини 2 піднімуться вгору, і тарілка притиснеться до сідла. Оскільки тарілка відокремлює порожнину А, заповнену стислим повітрям, від порожнини Б, заповненої повітрям при атмосферному тиску, стисле повітря буде притискати тарілку до

сідла (рис. 6.13, *a*) або, навпаки, віджимати її від сідла в залежності від того, з якого боку сідла розташована тарілка.



6

Рисунок 6.13 – Види клапанів керування

Сила, з якою стисле повітря притискає тарілку клапана до сідла, дорівнює добутку тиску, під яким знаходиться стисле повітря в просторі А, і площі круга, діаметр якого дорівнює діаметру тарілки. Для відкриття клапана необхідно подолати силу пружини в сумі з силою, з якою стисле повітря тисне на тарілку, якщо воно притискає її до сідла, або ж подолати силу пружини з відніманням сили, з якою стисле повітря тисне на тарілку, якщо воно віджимає її від сідла. Сила, з якою стисле повітря тисне на тарілку, може досягати десятків тисяч ньютон. Наприклад, при зовнішньому діаметрі тарілки 0,1 м та надмірному тиску стислого повітря 20^{10} Па, вона дорівнює 15700 Н.

Як видно з цього прикладу, для відкриття великого тарільчатого клапана необхідний спеціальний пристрій, який би впливав на шток клапана і забезпечував швидке подолання значного зусилля: конструктивно такий пристрій може бути виконаний у вигляді важеля передачі, потужного електромагніту, або пневматичного поршневого механізму. Це пристрій може бути розміщений окремо від клапана і поєднаний зі штоком останнього за допомогою важеля передачі, або вбудований в клапан, як ціле одне з одним.

В клапанах з розвантаженням тарілка повністю або частково розвантажена від одностороннього тиску стислого повітря, через що при роботі клапана не доводиться долати повний гідростатичний тиск середовища, що впливає на його тарілку. Це дозволяє значно зменшити зусилля, необхідне для відкриття тарельчатого клапана. З огляду на повне або часткове розвантаження тарілки від одностороннього тиску стислого повітря для її переміщення необхідно подолати тільки силу маси рухомих частин клапана, а також зусилля деяких допоміжних елементів, що протидіють (пружин, сифонів, тертя манжет, що ущільнюють, тертя в напрямляючих і т. і.). Розвантаження тарілки від тиску стислого повітря може бути досягнута різними методами. Найбільш широкого поширення набули конструкції клапанів, в яких розвантаження тарілки досягається за допомогою спеціальних поршнів, мембран або сифонів.

Конструктивне виконання таких клапанів наведені на рис. 6.13, б). В клапані розвантаження тарілки 3 досягається рівністю діаметрів сідла 4 і поршнів з ущільнювальними

манжетами 2 і 5 (тобто в даному випадку $D1 = D2 = D3$). Для створення зусилля, що забезпечує герметичність прилягання тарілки 3 до сідла 4, площа кожного з поршнів з ущільнювальними манжетами 2 і 5 приймається дещо більшої площі сідла. При відкритті клапана електромагніт піднімає шток 1 вгору, долаючи зусилля тиску стислого повітря на різницю площі манжети 5 і сідла 4, силу маси рухомих частин клапана, силу пружини, а також силу тертя манжет об стінки напрямних циліндрів.

На рис. 6.13, в зображений диференційний клапан дуття, відкриття або закриття якого здійснюється за допомогою допоміжного клапана прямої дії. Відкриття клапана дуття здійснюється подачею стислого повітря по трубі 4 під поршень 3 допоміжного клапана. Поршень 3 піднімається на 18 мм, і на цю ж відстань переміщує вгору тарілку 2. Стисле повітря, що знаходиться в просторі під поршнем клапана дуття, при підйомі тарілки швидко виходить в атмосферу. Поршень 1 починає опускатися і, пройшовши 33 мм, стикається з гумовим амортизатором, покладеним на тарілку 2 допоміжного клапана, і опускає тарілку 2 і поршень 3 на 15 мм. Таким чином, між тарілкою і сідлом допоміжного клапана залишається невелика кільцева щілина, крізь яку стисле повітря, що надходить в простір під поршень 1 з отворів і обхідного каналу, виходить в атмосферу. Решта зрозуміла з рисунка. У початковому стані тарілка клапана закриває канал дуття S1 зусиллям пружини 6. При цьому тиск над і під поршнем 1 у робочому каналі S2 однаковий внаслідок капілярного каналу S4. Для утворення дуття відкривається запірний клапан, і тиск під поршнем зменшується внаслідок того, що переріз S3 значно більше, ніж переріз S4. Виникаюча сила переміщує поршень 3 вниз, і відкривається тарілка 2, та забезпечується дуття.

6.1.7 Механізми вимикачів

Механізм вимикача складається із сукупності елементів, які забезпечують необхідні зміни положення рухомого контакту та інших частин апарату під час спрацьовування. Характерними елементами механізму є тяги, важелі, шарніри, осі, вали, пружини

та інші. Приклад механізму маломасляного вимикача приведено у [6, 13]. Головною особливістю механізмів вимикачів є те, що вони передають рух у невеликих межах від упору до упору, що призводить до великих механічних та ударних навантажень. Розрізняють такі види механізмів: приводний, який створює силу руху; передаточний; виконуючий (наприклад, контактна система відповідного типу); фіксатори положення, які утримують механізм у завданому положенні; буферно-протиударний механізм, що зменшує механічні навантаження тощо.

Приводні механізми мають такі різновиди:

а) електромагнітний постійного струму – це броньовий електромагніт соленоїдного типу, який діє на систему важелів, що заводять пружину для вимикання та вмикання вимикача. Перевагами таких механізмів є простота конструкції та висока надійність при експлуатації. Недоліками є необхідність наявності джерела постійного струму (або акумуляторні батареї), підвищенні витрати міді та зменшення швидкодії внаслідок перехідних процесів у електромагніті;

б) пневматичний – це механізм, компоновка якого подібна електромагнітному, але замість електромагніту використовують пневмоциліндр з поршнем. Перевагами таких механізмів є постійність та легкість регулювання характеристик приводу та можливість отримання великих зусиль та пересувань. Недоліками є необхідність підігріву в умовах низьких температур та наявності пневмогосподарства;

в) пружинний механізм, який заводиться за допомогою редуктора від електродвигуна, або електромагніту. Конструктивно ці механізми можуть використовуватися як для окремих елементів, так і для апарата в цілому;

г) електродвигунний механізм, який використовуються у випадку, коли не потрібна велика швидкодія апарату. Головними перевагами є можливість отримання великих зусиль та великої кількості комутаційних положень;

д) комбінований, наприклад, електродвигунно-пружинний механізм;

є) ручний механізм, який використовують для робіт по налагодженню та випробуванню апаратів.

Серед передаточних механізмів найбільш широке використання отримали: важільно-шарнірні плоскі, кулачкові, миттевої дії, або стрібаючі механізми.

Серед виконуючих механізмів найбільш широке використання отримали механізми комутуючих контактів; механізми пересування повзункових контактів, наприклад, реостати, задавачі положень, пристрої вимірювання струму та напруги тощо; механізми пересування клапанів.

Фіксатори положення використовують для утримання механізму у завданому положенні. Найбільш широке використання отримали фіксатори клямкового типу, наприклад: жорстко керована фіксація, або пружинна некерована фіксація. Характерним представником цього виду механізмів є оперативні блокування, які повинні запобігти:

- вмиканню вимикача, відокремлювача, роз'єднувача на увімкнуті заземлюючі ножі;

- вмиканню заземлюючих ножів на частини електричної схеми, яка не відокремлена роз'єднувачами.

За конструктивним виконанням блокування можуть бути:

- механічні безпосередньої дії, які використовуються в елементах КРП для запобігання переміщення елемента викочування при увімкненому вимикачі і т. і.;

- електромагнітні, які використовуються у розподільних пристроях зі складними схемами, та мають у своєму складі ключ та замок;

- електромеханічні, які використовуються для простих схем електричних з'єднань, наприклад у КРП.

Буферно-протиударні механізми повинні задовольняти таким вимогам:

- поступово знижувати швидкість руху частин апарату від моменту початку роботи буфера до повної зупинки механізму;

- поглинати кінетичну енергію рухомих елементів;

- не змінювати величину гальмуючого моменту при змінненні параметрів оточуючого середовища, наприклад, температури, вологості, тощо.

Найбільш широке використання отримали:

- пружинні механізми завдяки простоті конструкції;

- пневматичні механізми, перевагами яких є простота та надійність, а недоліком – важкість регулювання характеристик;
- гідравлічні механізми, недоліком яких є складність конструкції, а перевагою – висока можливість регулювання.

Приклад такої конструкції показано на рис 6.14. У конструкціях елегазових вимикачів в гідравлічних приводних пристроях (ГРП) зарубіжних фірм поширення набули гідравлічні силові приводні механізми. Приводний механізм зображений в положенні, коли контакти вимикача розімкнені. Контактна система вимикача 7 з'єднана ізольованою тягою зі штоком 10 поршня 11, що знаходиться в циліндрі 3. Простір А над поршнем 11 постійно заповнений рідиною під високим тиском і з'єднаний каналом 8 з пневмогідроакумулятором 9, а каналом 1 – з простором зліва від тарілки 18. Сталість високого тиску в пневмогідроакумуляторі 9 підтримується системою живлення від малопотужної насосної станції (на рисунку не показано). Простір Б під поршнем 11 пов'язаний з пневмогідроакумулятором низького тиску 12. Пристрій керування складається з тарілки 18 і клапана скидання 15, жорстко пов'язаних між собою і з поршнем 14 за допомогою штока 17.

При подачі команди на включення гідросигнал, що надходить по каналу 13, пересуває рухому частину пристрою керування справа наліво. Причому тарілка 18 відходить від сідла, а тарілка клапана скидання 15 притискається до сідла 16. Рідина, що знаходиться під високим тиском, надходить в простір Б під поршнем 11. По обидва боки поршня 11 тиск швидко вирівнюється. Але через те, що площа поршня знизу більше за площу зверху на площу штока, то поршень починає підніматися, здійснюючи включення вимикача. Незадовго до підходу поршня 11 до кінцевого положення бокова поверхня поршня перекриває вхідний отвір в канал 4. Тепер рідина, що знаходиться під високим тиском, надходить в канал 1 і простір під поршнем 11 через канал 6 і регульований дросель 5. Регулюванням дроселя можна змінювати тиск над цим поршнем, а отже, плавно зменшувати швидкість його руху в кінці ходу. В кінцевому положенні поршня 11 тиск з обох його сторін вирівнюється, і він утримується в цьому положенні через різницю робочих площ.

Гальмування рухомої системи в пристрої керування здійснюється одночасно з переміщенням хвостовика 18 в об'ємі 19.

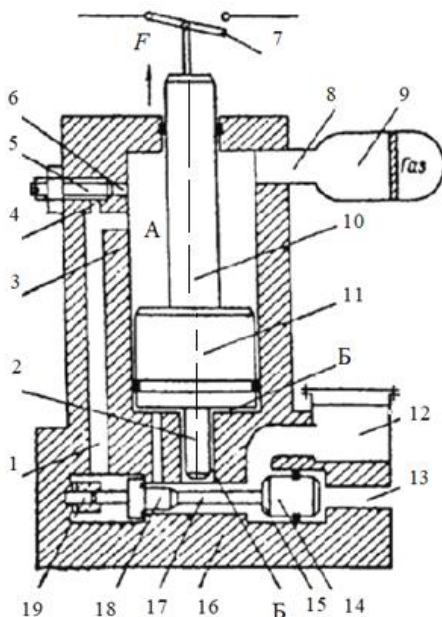


Рисунок 6.14 – Структура силового приводного гідравлічного механізму для електричного вимикача

При подачі сигналу на відключення скидається тиск рідини праворуч від поршня 14. Тоді клапан скидання переміщується зліва направо, випускаючи рідину з простору Б в зливу систему з пневмогідроаккумулятором низького тиску 12. Тарілка 18 сідає на своє сидло і припиняє доступ рідини, що знаходиться під високим тиском, з каналу 1 в простір Б під поршнем 11. Тиск під поршнем 11 зменшується, і він опускається, здійснюючи відключення вимикача. Гальмування поршня 11 при його підході до відключеного положення здійснюється завдяки зменшенню поперечного перерізу каналу, по якому масло з простору Б випливає в систему низького тиску (шток 2 на етапі гальмування входить в канал Б, сильно зменшуючи його поперечний переріз).

6.2 Елегазові вимикачі

Створення нових конструкцій вимикачів змінного струму високої і надвисокої напруги, що відрізняються меншими габаритними розмірами і відповідають вимогам сучасної енергетики по комутаційній здатності і надійності, пов'язано із застосуванням дугогасних середовищ, більш ефективних у порівнянні з повітрям і маслом. До такого дугогасного середовища відноситься елегаз, використання якого для вищевказаних цілей обумовлено вдалим поєднанням в ньому високих ізоляційних та дугогасних властивостей.

Елегазовий високовольтний вимикач – це пристрій, призначенням якого є керування та здійснення контролю над високовольтною лінією енергопостачання. Конструкція такого обладнання нагадує механізм масляного пристрою, тільки для гасіння застосовується з'єднання газів замість масляної суміші. На відміну від масляного пристрою, елегазовий не вимагає особливого догляду. Його головною перевагою вважається довговічність. У елегазових вимикачах гасіння дуги відбувається так само, як і в повітряних вимикачах при інтенсивному охолодженні дуги потоком газу. Дугогасна здатність елегазу в 4-4,5 рази вище, ніж у повітря при однакових умовах. Ця перевага пояснюється відмінностями телофізичних властивостей елегазу і повітря. Канал стовпа дуги в елегазі володіє меншим тепловмісту в порівнянні з повітрям і високою здатністю елегазу захоплювати вільні електрони. В результаті кількість носіїв струму, тобто вільних електронів, в стовпі дуги внаслідок цього зменшується, баланс їх може стати негативним і дуга гасне. Явище захоплення електронів особливо сприятливе після переходу струму через нуль, внаслідок чого елегазові вимикачі мало чутливі до частоти напруги, що відновлюється. Як показали дослідження, в елегазі практично до природного переходу струму через нуль не відбувається руйнування каналу стовпа дуги, що володіє високою провідністю. Це виключає можливість появи перенапруг при відключенні ненавантажених трансформаторів і ліній електропередач. На противагу цьому в повітряних вимикачах інтенсивними турбулентними процесами стовп дуги може руйнуватися раніше природного переходу струму через нуль, що

призводить до появи перенапруг, для обмеження яких повітряні вимикачі забезпечуються шунтуючими опорами. У елегазових дугогасних пристроях (ПД) на відміну від повітряних при гасінні дуги витікання газу через сопло відбувається не в атмосферу, а в замкнений об'єм камери, заповнений елегазом при невеликому надлишковому тиску.



Рисунок 6.15 – Елегазовий баковий вимикач ВЕБ-110П-40-2500УХЛ1

Елегаз або шестифториста сірка (SF_6) – штучно створена газова суміш, без кольору та запаху, яка складається з 21,95 % сірки та 78,05 % фтору, щільність елегазу перевищує щільність повітря. Головними властивостями елегазу з точки зору використання у електроапаратобудуванні є такі [2, 4, 76]:

- велика здатність дугогасіння, фізичний сенс якого є таким: молекули елегазу захоплюють вільні електрони, які виходять з поверхні електродів і утворюють малорухомі важкі негативні іони, що призводить до підвищення електричного опору плазми дуги;

- велика електрична міцність, яка досягає 60 кВ/см.

Порівняння електричної міцності різних ізоляційних середовищ показано на рис. 6.16 [1, 19], розрахунок таких параметрів здійснюється за емпіричними формулами. Для максимального використання властивостей елегазу електричне поле має бути рівномірним, поверхня електродів гладкою та чистою;

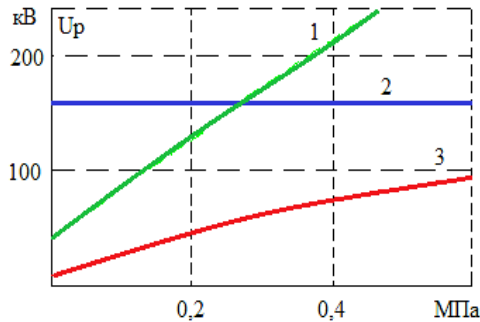


Рисунок 6.16 – Електрична міцність ізоляційних матеріалів при однакових умовах:

1 – елегаз; 2 – повітря; 3 – трансформаторне масло.

- питома об’ємна теплоємність елегазу у 4 рази вище, ніж у повітря, теплопередача у середовищі елегазу у 2 рази вище, струмове навантаження на (15...25) % вище;

- хімічна інертність елегазу зберігається до температури порядку 800 °С, що дає можливість підвищувати припустиму температуру нагріву та струмове навантаження;

- вибухо- та пожежобезпека;

- пари вологи з’єднуються з продуктами руйнації елегазу і створюють рідини, які руйнують скло та метали, а для усунення цього негативного явища використовуються фільтри з оксиду алюмінію Al_2O_3 ;

- головним недоліком елегазу є перехід з газоподібного стану у рідинний за відносно низьких температурах (наприклад, при тиску 1, 25 МПа рідинна фракція починає виникати при 0 °С, а при тиску 0,4 МПа – при температурі - 40 °С). Фізичний сенс

цього явища – це зниження густини елегазу внаслідок його часткової конденсації.

6.2.1 Особливості гасіння дуги в елегазі

В апаратобудуванні використовують 2 засоби гасіння дуги у середовищі елегазу. За першим засобом дуга охолоджується потоком елегазу, який протікає з баку високого тиску (близько 2 МПа) до баку низького тиску (близько 0,3 МПа). Щоб завадити переходу елегазу у рідинний стан, бак високого тиску підігрівається до температури $+12^{\circ}\text{C}$. Нагрів здійснюється за допомогою автоматичної системи, яка суттєво ускладнює конструкцію вимикача. У вимикачах, які функціонують з іншим пристроєм дугогасіння, який постійно заповнений елегазом з тиском (0,3...0,4) МПа, забезпечується висока електрична міцність та можливість роботи без підігріву до температури $+40^{\circ}\text{C}$. Перепад тиску, який необхідний для гасіння дуги, створюється спеціальним компресійним пристроєм в момент спрацьовування вимикача, має значення приблизно (0,6...0,8) МПа. Такі вимикачі мають назву автокомпресійні.

Головними чинниками дугогасіння у елегазі є охолодження стовпа дуги (переважний чинник) та механічне подовження дуги, а також:

- опір дуги, який у елегазі є набагато меншим, ніж опір дуги у повітрі; тому в елегазі має місце стабільне горіння дуги в області малих струмів, що веде до відсутності явища зрізу струму і, відповідно, відсутності комутаційних перенапруг;
- елегазові вимикачі більш чутливі до коротких замикань, що виникають у поруч розташованій мережі через значно більшу швидкість відновлення напруги у міжконтактному проміжку, як це показано на рис. 6.17.

6.2.2 Види пристроїв дугогасіння елегазових вимикачів

Серед великої кількості видів ПД елегазових вимикачів варто відзначити декілька характерних конструктивних груп. В залежності від номінальних напруги і струму відключення в елегазових вимикачах застосовуються різні способи гасіння дуги.

На відміну від повітряних дугогасних пристроїв в елегазових дугогасних пристроях витікання газу через сопло при гасінні дуги відбувається не в атмосферу, а в замкнений об'єм камери, заповнений елегазом при відносно невеликому надлишковому тиску.

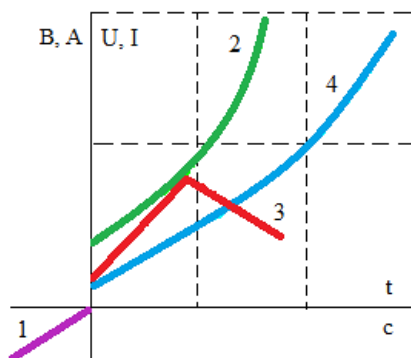


Рисунок 6.17 – Головні електричні параметри кола комутації елегазового вимикача:

1 – струм дуги; 2 – електрична міцність елегазу; 3 – напруга, що відновлюється при невіддаленому к.з.; 4 – напруга, що відновлюється при віддаленому к.з

За способом гасіння дуги в елегазі розрізняють наступні елегазові вимикачі:

– з системою поздовжнього дуття, в яку попередньо стиснений газ надходить з резервуара з відносно високим тиском елегазу (ПД з двома ступенями тиску). В таких конструкціях гасіння потужної дуги здійснюється під впливом потоку елегазу, який витікає з баку високого тиску (2 МПа) в бак низького тиску (0,3 МПа). Головними недоліками цього виду ПД є складність конструкції, наявність компресійного обладнання та необхідність підігріву баку високого тиску. Головною перевагою є висока ефективність дугогасіння. Такі ПД дозволяють вимикати струми до (60...80) кА зі швидкістю (час вимикання) до 40 мс. Інтенсивний газодинамічний вплив потоку елегазу на стовп

електричної дуги є найбільш ефективним способом гасіння дуги. Через це він використовується в більшості сучасних конструкцій ПД елегазових вимикачів. Гасіння дуги відбувається в соплах (рис. 6.18) потоком елегазу високого тиску (0,5-0,6) МПа як при односторонньому (рис. 6.18, а), так і при двосторонньому несиметричному (рис. 6.18, б) газовому дутті.

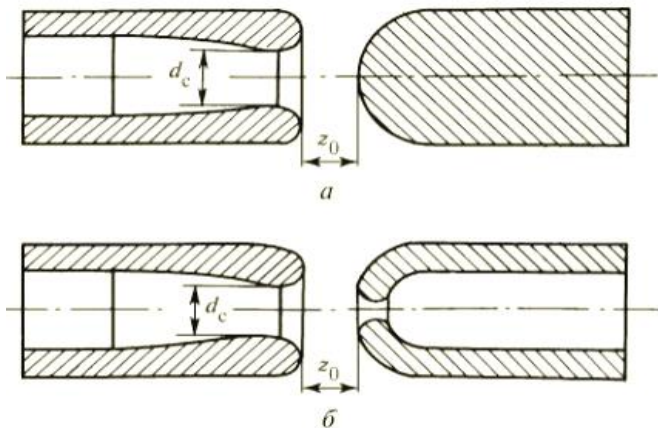


Рисунок 6.18 – Основні параметри системи поздовжнього елегазового дуття

Основними параметрами системи поздовжнього елегазового дуття є такі: площа перетину S_c або діаметр d_c горловини сопла, відносне розташування контактів, яке визначається відстанню z_0 , геометричні розміри форми дифузорів і конфузорів системи дуття. Оптимальні умови гасіння дуги в таких системах багато в чому визначаються, як і в повітряних вимикачах, геометричними параметрами систем дуття і особливо вхідною частиною (конфузором).

На рис. 6.19 представлена схема роботи компресійної камери. В замкненому положенні контакти вимикача є замкненими, і струм проходить від верхнього струмопроводу до нижнього через головні контакти і компресійний циліндр. Під час операції вимикання рухомі частини головного і дугогасного контактів, а також компресійний циліндр і сопло, що становлять єдиний рухливий вузол, зсуваються в розімкнене положення.

Коли рухомий вузол рухається в напрямку розімкненого положення контактів, клапан наповнення закривається, і елегаз починає стискатися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем.

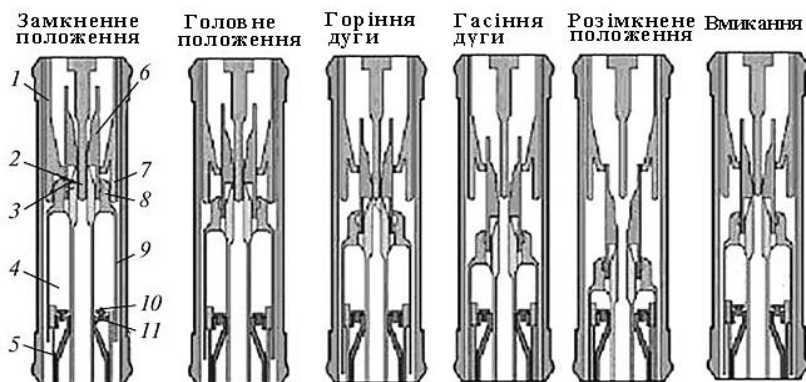


Рисунок 6.19 – Схема роботи компресійної камери:

- 1 – верхній струмопідвод; 2 – нерухомий дугогасний контакт;
- 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – компресійний об'єм;
- 5 – нижній струмопідвод; 6 – сопло; 7 – головний нерухомий контакт;
- 8 – головний рухомий контакт; 9 – компресійний циліндр;
- 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень.

Першими розділяються головні контакти, через що дуга буде загорятися тільки між дугогасними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла. Під час горіння дуги тіло плазми в деякій мірі блокує рух елегазу через сопло, в результаті чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до того моменту, коли струм проходить через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. В цей момент потік елегазу під великим тиском виривається з компресійного об'єму через сопло і гасить дугу. При операції вимикання клапан наповнення відкривається, і елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм. Через те, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається механічним способом, то вимикачі з компресійним методом

гасіння потребують приводу великої потужності, який здатний подолати створований газом тиск в стискаємому об'ємі, який необхідний для відключення номінальних струмів короткого замикання. Такий привод повинен забезпечити певну швидкість руху контактів, щоб електрична міцність утвореного міжконтактного проміжку була спроможна витримати без повторних пробоїв відновлювальну напругу на контактах. У розімкненому положенні відстань між нерухомим і рухомим контактами має бути достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні електричної міцності проміжку;

– *дугогасні пристрої автокомпресійного типу* мають переваги, головним чином, при вимиканні великих струмів (наприклад, струму короткого замикання). На рис. 6.20 та рис. 6.21 представлені основні елементи механізму вимикача та схема роботи автокомпресійної камери відповідно. На початку процесу вимикання автокомпресійний дугогасний пристрій працює, як і компресійний. Різниця ж в принципі їх дії при вимиканні великих і малих струмів проявляється тільки після появи дуги між рухомим і нерухомим дугогасними контактами.

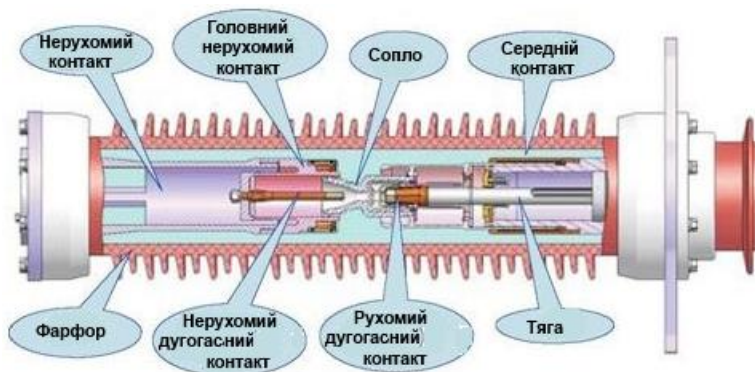


Рисунок 6.20 – Основні елементи механізму вимикача

Під час горіння вона в деякій мірі перешкоджає виходу потоку елегазу через сопло. Через те, що палаюча дуга має високу температуру, та з неї йде потужне випромінювання тепла, починається розігрів елегазу в обмеженому газовому об'ємі. Тиск

всередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму підвищується як через підвищення температури від дуги, так і внаслідок стиснення газу в загальному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує підвищуватися доти, поки не стане досить високим, щоб закрити спеціальний автокомпресійний клапан.

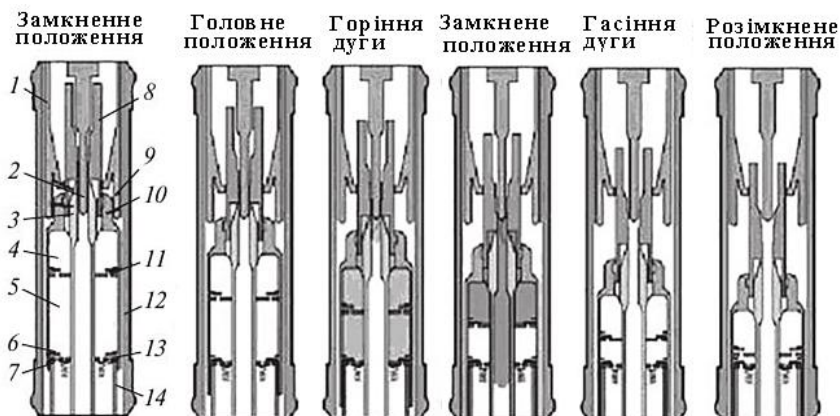


Рисунок 6.21 – Схема роботи автокомпресійної камери:

- 1 – верхній струмопідвод; 2 – нерухомий дугогасний контакт;
 3 – дугогасний контакт; 4 – автокомпресійний об'єм; 5 – компресійний об'єм;
 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії;
 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надлишкового тиску;
 14 – нижній струмопідвод.

Після його закриття весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежується замкнутим автокомпресійним об'ємом, причому його тиск в цьому об'ємі додатково підвищується тільки через нагрівання дугою. Приблизно в той же час тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає рівня, достатнього для відкриття клапана скидання надлишкового тиску. У момент проходження струму через нульове значення дуга стає слабкою, і в цей момент потік стисненого елегазу виривається з

автокомпресійного об'єму через сопло і гасить (здуває) дугу. При вимиканні малих струмів автокомпресійні дугогасні пристрої працюють, по суті, аналогічно компресійним пристроям, тому що створений тиск елегазу недостатній для закриття спеціального автокомпресійного клапана. В результаті верхній фіксований автокомпресійний об'єм і нижній компресійний об'єм формують один загальний об'єм стискання. У цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається звичайним механічним способом від енергії приводу, тобто як в звичайному компресійному пристрої дугогасіння. Під час операції вмикання відкривається клапан наповнення, і елегаз заповнює як нижній (компресійний), так і верхній (автокомпресійний) об'єми пристрою дугогасіння.

Структурна схема елегазового вимикача з автокомпресійним ПД наведена у [76] та для Вашого уявлення можна подивитись на https://www.youtube.com/watch?time_continue=629&v=-flfUMsgkQ&feature=emb_logo;

– *дугогасні пристрої з електромагнітним дуттям*, в якому гасіння дуги забезпечується в результаті її переміщення з високою швидкістю в нерухомому елегазі по кільцевим електродам під впливом радіального магнітного поля, що утворюється струмом відмикання (ПД з електромагнітним дуттям). Схема дугогасного пристрою з магнітним дуттям наведена на рис. 6.22, на якому показано пристрій, що розміщений в ізоляційному циліндрі 1, наповненому елегазом (SF₆). На дугу, що виникає між контактами 2 і 3, які розходяться, діє радіальне магнітне поле, створюване постійними машинами 4 (або послідовною котушкою). Дуга швидко переміщується по окружності, посилено охолоджується і гасне. Такі пристрої застосовуються в вимикачах навантаження. Такі конструкції наведені у [4, 76].

– *четверту групу утворюють ПД вимикачів навантаження*, де використовують постійні магніти для *обертання дуги у нерухомому елегазі*.

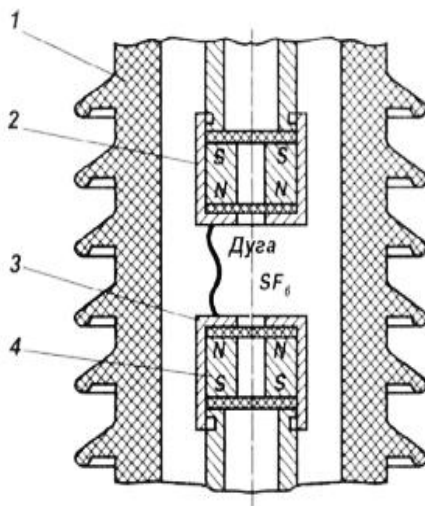


Рисунок 6.22 – Приклад дугогасних пристроїв з магнітним дуттям елегазових вимикачів:

1 – ізоляційний циліндр; 2 і 3 – контакти; 4 – постійний магніт, який створює радіальне магнітне поле <https://www.youtube.com/watch?v= Y-hcGRjciM>, <https://stroyka-electro.ru/princip-deystviya-elegazovye-vyklyuchateli.html>

6.3 Масляні вимикачі

В масляних вимикачах гасіння електричної дуги здійснюється з використанням рідкого дугогасного середовища, в якості якого найбільш широке використання отримало трансформаторне масло. Однак у сучасному апаратобудуванні масляні вимикачі поступово замінюються на більш ефективні вакуумні та елегазові конструкції. Всі масляні вимикачі поділяються на дві групи:

- бакові вимикачі, в яких трансформаторне масло використовується як для гасіння дуги, так і для забезпечення необхідного рівня ізоляції. Такі конструкції використовуються на класи напруги 35, 110 та 220 кВ;

- маломасляні вимикачі, в яких трансформаторне масло використовується тільки для гасіння дуги. Такі конструкції

використовуються на напругу 10 кВ. Однак існують спеціальні конструкції, що розраховані на класи напруги 35, 110 та 220 кВ, але їх струми вимикання суттєво обмежені.

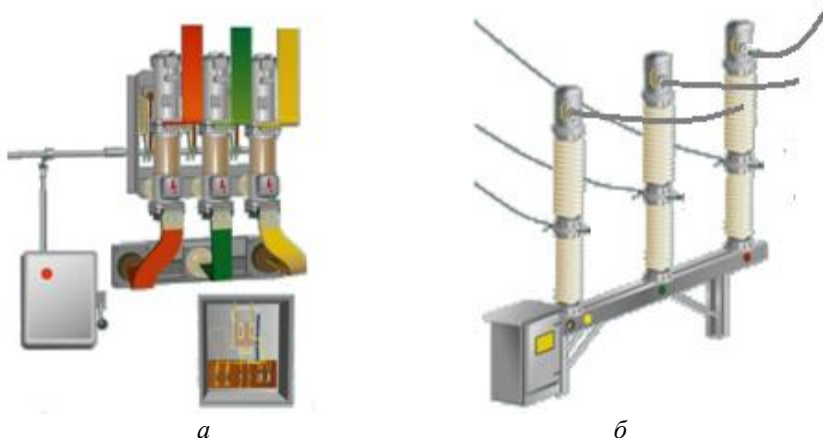


Рисунок 6.23 – Маломасляні вимикачі:

а – підвісний ВМПП; *б* – колонковий ВМТ-110Б-1250.

Структурні схеми, їх конструкції та особливості наведені у [4, 76]. Головним елементом конструкції масляного вимикача є ПД, який працює за принципом автодугтя. Процес гасіння дуги протікає у такій послідовності. Дуга, що виникає у ПД руйнує трансформаторне масло на складові: водень – 60 %, ацетилен – 20 %, метан – 12 % та ін. Підвищується тиск у зоні горіння дуги, і при переміщенні контактів створюються умови для виходу парогазо-масляної суміші по каналам дугтя. Цей потік охолоджує та подовжує стовп дуги, що призводить до зростання її опору та подальшого гасіння. При цьому розрізняють такі види дугтя: поздовжнє, поперечне, зустрічно поперечне та комбіноване.

ПД має вигляд набору ізоляційних дисків з отворами різної конфігурації. Диски з'єднані між собою ізоляційними шпильками у визначеній послідовності. Отвори утворюють вертикальні та горизонтальні канали для забезпечення дугтя. У сучасних маломасляних вимикачах, наприклад типу ВК – 10, ПД

розташовано у верхній частині ізоляційного корпусу. Такі конструкції використовують для комплектації комірочк комплектних розподільних пристроїв.

6.4 Електромагнітні вимикачі

В умовах відносно низької напруги (до 20 кВ) та невеликої потужності, що комутуються, використовувати повітряні та масляні вимикачі не ефективно. У цьому діапазоні зазвичай використовують електромагнітні вимикачі, головними перевагами яких є такі: вони не потребують масла, або стислого повітря, та відповідного господарства, а також простота конструкції. Незважаючи на обмежену область використання за напругою (6-20 кВ), вимикачі цього типу знайшли широке застосування в КРП, особливо в системах внутрішніх потреб на ТЕЦ і АЕС. Номінальні струми вимикачів досягають 3150 А, а номінальні струми вимикання – 40 кА. При цьому на відміну від масляних або повітряних вимикачів експлуатаційні витрати на них відносно невеликі. Принцип дії електромагнітного вимикача полягає в тому, що при впливі магнітного поля на дугу вона подовжується і направляється в дугогасну камеру (див. рис. 6.24) вузькощілинного типу, де, тісно взаємодіючи зі стінками камери (діаметр дуги значно перевершує ширину щілини $d_d > \delta_{щ}$, див. рис. 6.25), вона охолоджується. Умови гасіння дуги в вузькощілинному дугогаснику виявляються значно легшими, ніж в інших типах вимикачів.

На сталевій рамі 13 за допомогою ізоляторів 12 укріплені дугогасна камера 14 і котушка магнітного дугтя 11 з магнітними полюсами 10, які охоплюють камеру з боків (показані штриховими лініями). Рухомий контакт 2 обертається на опорному ізоляторі 1 за допомогою ізоляційної тяги 18. Вимикач має головний 3 і дугогасильні 5, 6 контакти. Залежно від призначення функції їх є різними: головний контакт служить для проведення струму у включеному стані і має срібні накладки для зниження перехідного опору; дугогасний – забезпечує режим комутації і армований дугостійкою металокерамікою 7. При розмиканні дугогасних контактів 5, 6 дуга, що виникає між ними, під впливом електродинамічних сил переміщається вгору. По мірі

розвитку дуги на рисунку показані різні етапи її проміжного становища (А, Б, В, Г, Д, Е). Нерухомих контакт 6 є відділеним від дугогасного рогу 9 ізоляційним проміжком, необхідним для того, щоб котушка магнітного дуття 11 включалася за допомогою провідного зв'язку 8 лише в момент переходу основи дуги на дугогасний ріг 9 (ділянка дуги Е шунтується котушкою магнітного дуття 11). Пройшовши етапи послідовного гасіння дуги А-Б-В-Г-Д в магнітному полі, утвореному котушкою магнітного дуття, зв'язком 16 і дугогасним рогом 15, дуга набуває дуже великі лінійні розміри (до 2 м), що призводить до необхідних умов для її гасіння.

Варто зазначити, що при відключенні невеликих струмів (десятки ампер) електродинамічні сили на початковому етапі розвитку дуги недостатні для її входження в ДП. Для усунення цього недоліку є автопневматичний пристрій 17. Поршень його пов'язаний з рухомих контактом 2, що призводить до викиду струменя стиснутого повітря по трубці 4 автопневматичного пристрою на контактну поверхню нерухомого дугогасного контакту 6, і полегшує умови переходу дуги на дугогасний ріг 9.

У вузькій щілині зріз дуги деформується з круглого у еліпс, зростає площа дотику з керамічною пластиною, підвищується відвід тепла від стовпа дуги. На практиці ширина щілини обирається не меншою за 2 мм. Для сучасних вимикачів швидкість переміщення дуги у вузькій щілині складає порядку 100 м/с. Головні чинники дугогасіння – це охолодження стовпа дуги у вузькій щілині (домінуючий), яке забезпечуються умовою, що ширина щілини повинна бути менш, ніж діаметр стовпа дуги; механічне здовження стовпа дуги.

Для зменшення розмірів ПД щілина має вигляд зигзагу. Процес гасіння дуги в щілинній дугогасній камері ПД електромагнітного вимикача показано на рис. 6.25.

Існує велика кількість типів електромагнітних вимикачів. Відносно конструктивних особливостей їх можливо поділити на два види, це апарати малої та середньої потужності та апарати великої потужності. Апарати малої та середньої потужності мають слідуєчі особливості:

– ПД має плоску щілину з однаковою шириною по всій довжині, і ширина щілини складає 2 мм;

- комутуючі контакти мають форму рогу (див. рис. 6.24) для розділення головної поверхні та поверхні дугогасіння;
- дуга має форму півкола, довжина дуги може сягати 2 м;
- котушка магнітного дуття проводить струм навантаження у тривалому режимі експлуатації.

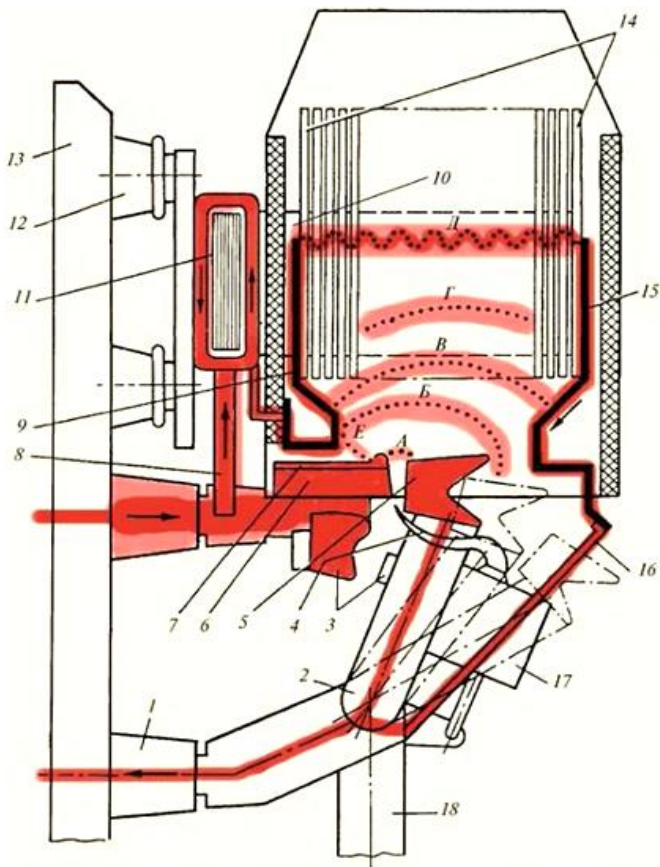


Рисунок 6.24 – Структура електромагнітного вимикача ВЕМ-6

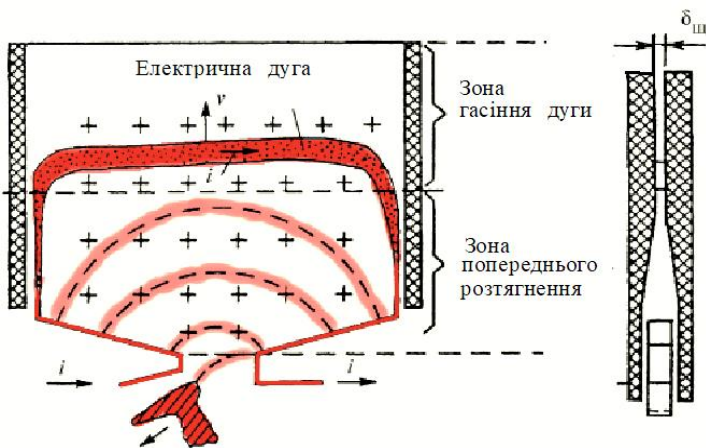


Рисунок 6.25 – Процес гасіння дуги в щілинній дугогасній камері ПД електромагнітного вимикача

Головний недолік таких конструкцій – це підвищені розміри, вони використовуються на напругу до 3 кВ і відносно невеликі струми вимикання.

Апарати середньої та великої потужності мають наступні особливості:

- ПД лабіринтно-щілинного типу. Керамічні пластини мають ребра змінної висоти, які входять у пази іншої пластини, внаслідок чого дуга має зигзагоподібну форму. Ширина щілини поступово зменшується по мірі віддалення від контактів;

- котушка магнітного дуття вмикається у коло навантаження тільки у момент комутації для зменшення електричних втрат у тривалому режимі протікання струму;

- після ПД розміщуються грати полум'ягасіння у вигляді декілька ізолюваних мідних або сталевих пластин. Вони використовуються для охолодження іонізованих газів та зниження звукового ефекту при спрацьовуванні;

- для підвищення ефективності ПД у зоні вимикання малих струмів (наприклад, холостого ходу трансформатора) магнітна система має короткозамкнений виток. У цьому випадку при зменшенні струму магнітний потік відстає від струму, що

підвищує індукцію у магнітній системі при підході струму до нуля.

Головним недоліком конструкції є її ускладнення, але ж перевагою – висока здатність вимикання. Такі конструкції використовуються на напруги до 20 кВ і струми вимикання до 40 кА.

6.5 Вакуумні вимикачі

Серед сучасного високовольтного обладнання, призначеного для комутації електричних ланцюгів в енергетиці, особливе місце відводиться вакуумним вимикачів. Вони широко застосовуються в мережах від 6 до 35 кВ і, рідше, в схемах 110 або 220 кВ включно через високу електричну міцність і властивості дугогасіння. Їх номінальний струм відключення може становити від 20 кА до 40 кА, а струм електродинамічної стійкості – порядку $50 \div 100$. Загальний час відключення таким вимикачем навантаження, або аварії, становить близько 45 мілісекунд. У вакуумних вимикачах гасіння електричної дуги здійснюється у глибокому вакуумі ($10^{-2} \dots 10^{-5}$) Па.

Кожна фаза кола надійно відокремлена ізоляторами, і в той же час все обладнання конструктивно зібрано на єдиному загальному приводі. Шини підстанції підключаються на вхідні виводи вимикача, а приєднання, яке відходить, – на вивідні.

Всередині вакуумної дугогасної камери працюють силові контакти, що притискаються між собою так, щоб забезпечити мінімальний перехідний опір і надійне проходження струмів як навантаження, так і аварії. Верхня частина контактної системи стаціонарно закріплена, а нижня – під дією зусилля приводу здатна переміщатися строго в осьовому напрямку.

До головних переваг вакуумних вимикачів можна віднести наступні:

- простота конструкції;
- висока зносостійкість контактної системи, що розрахована на весь термін експлуатації вимикача, має не менш, ніж 25 років;
- велика швидкість відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку, яка досягає до 50 В/мкс;

- мінімальне обслуговування та експлуатаційні витрати;
- вибухо- та пожежна безпечність;
- надійна робота у всіх режимах навантаження;
- широкий діапазон температур, які можуть коливатися у межах $(-70 \dots 200)^\circ\text{C}$;
- вібро- та ударостійкість;
- незалежне положення відносно поверхні землі;
- безшумність та екологічна чистота;
- невеликі маса, розміри, динамічні навантаження;
- велика швидкість спрацьовування.

До недоліків конструкцій вакуумних вимикачів можливо віднести підвищену зварюваність контактів та явище зрізу струму, що утворює суттєві комутаційні перенапруги. Процес виникнення комутаційної перенапруги внаслідок зрізу струму показано на рис.6.26.

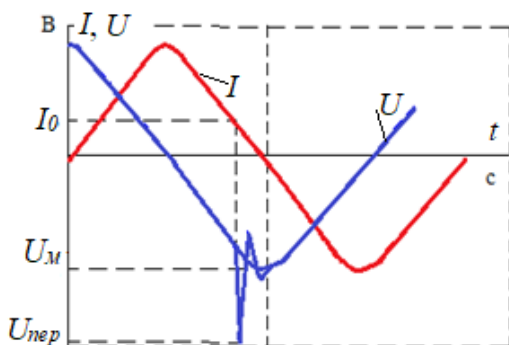


Рисунок 6.26 – Процес виникнення комутаційних перенапруг:

I_0 – струм зрізу; U_M – амплітудне значення напруги;
 $U_{пер}$ – величина імпульсу перенапруги.

Порівняння електричної міцності вакуумної ізоляції з іншими ізоляційними середовищами показано на рис. 6.27 [6, 19, 76]. Конструкція вакуумного ПД показана на рис. 6.28. Тиск всередині ПД знаходиться в межах від 10^{-4} Па до 10^{-6} Па, або від 10^{-6} до 10^{-9} атмосфер. Контактний тиск забезпечується за рахунок

тиску атмосфери; зусиллям, що утворює сільфон або додаткових пружин привода натискання. Процес вимикання здійснюється у такій послідовності:

- у момент розмикання контактів зменшується контактне натиснення, підвищується перехідний опір та різко зростає температура у точка торкання контактів, що утворює рідкометалевий місток;

- під впливом нагріву струмом місток випарюється і виникає електрична дуга, яка горить у парах металу у вигляді декількох паралельних дуг і має назву дифузійна дуга;

- при проходженні струму через нуль дуга гасне і за 10 мкс відновлюється електрична міцність вакууму.

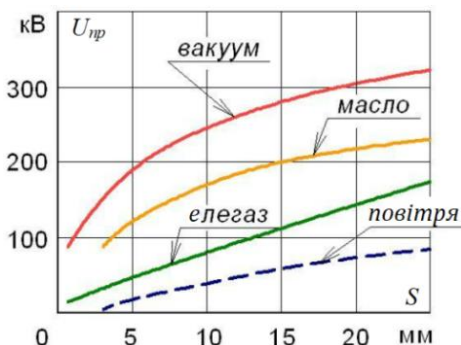


Рисунок 6.27 – Порівняння електричної міцності (по пробивній напрузі) різних ізоляційних матеріалів при однакових умовах:

$U_{пр}$ – пробивна напруга для різних ізоляційних серед;
 S – відстань між контактами.

Що стосується вакуумних вимикачів, то тут гасіння дуги в дугогасній камері має зовсім інший принцип, ніж гасіння дуги в елегазових вимикачах.

Гасіння дуги відбувається у вакуумній камері (рис. 6.28.). Комутаційна камера (5) знаходиться між двома керамічними ізоляторами (2). Нерухомий (3) і рухомий (4) контакти підключаються до зовнішніх струмових ввідів. Нерухомий контакт жорстко прикріплюється до корпусу вимикача, а рухомий

контакт – до приводу вимикача, який може переміщатися в вакуумній камері без порушення вакууму тільки на кілька міліметрів завдяки наявності металевго сільфона 6 («гармошка» з металу цільнотягнута, або зварна). Внутрішній тиск вакуумної камери, як зазначалося вище, становить менше ніж 10^{-7} бар. Характеристики контактного матеріалу і сама геометрія контактів відповідає технічним вимогам вимикача.

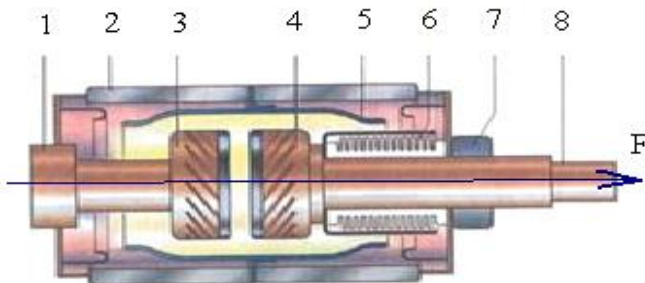


Рисунок 6.28 – Структура вакуумного ПД:

- 1 – місце підключення; 2 – ізолятор (керамічний); 3 – нерухомий контакт;
- 4 – рухомий контакт; 5 – комутаційна камера; 6 – металевий сільфон;
- 7 – напрямна шайба; 8 – різьблення для приєднання до приводу

Процес відключення струму в вакуумній камері відбувається наступним чином. Після того моменту, коли контакти починають розходитися, дуга струму, що відключається, викликає випаровування матеріалу, потім гаситься при першому переході струму через нуль. Пари металу, утворені дугою струму, що відключається, конденсуються на поверхні контактів протягом декількох мікросекунд після згасання дуги, втрачаючи при цьому свої струмопровідні властивості. Після конденсації парів металу на поверхні контактів ізоляційний проміжок між ними відновлює свої ізоляційні властивості. Пари металів в дуже малій кількості конденсуються на поверхні комутаційної камери (5), яка захищає керамічні ізолятори (2) від напilenня провідним металевим шаром і, тим самим, захищає від порушення їх ізоляційних властивостей, тобто комутаційна камера виступає як захист від порушення діелектричної міцності ізоляторів (2).

6.5.1 Вплив головних параметрів на конструкцію ПД

Розглянемо, як впливають на конструкцію ПД такі параметри, як номінальний струм, номінальна напруга та номінальний струм вимикання.

З урахуванням номінального струму обираються такі конструктивні рішення:

- використовується торцева контактна система, що має такі переваги, як малий хід контактів, який складає (10...20) мм, забезпечує мінімальний час вимикання і простоту конструкції. Недоліком торцевих контактів є підвищений перехідний опір та теплові втрати при тривалому протіканні струму;

- теплопровідність від контактної системи здійснюється за рахунок передачі тепла уздовж контактів до струмопровідних шин, які повинні мати підвищену площу поверхні;

- в якості матеріалів для контактів обираються мідь, її сплави а також напайки з металокераміки для підвищення ерозійної стійкості. Для зниження перехідного опору контактні поверхні мають гальванопокриття зі срібла;

- для зменшення струму, що протікає крізь одну точку торкання використовується багатоточковий контакт, який забезпечується шляхом ділення контактного диска на окремі сегменти.

З урахуванням номінальної напруги обираються такі конструктивні рішення:

- використовуються ПД на номінальну напругу до 35 кВ. На більш високі напруги здійснюється послідовне з'єднання декількох ПД. В цьому випадку виникає головне питання – шинні з'єднання між окремими ПД повинні забезпечити відвід тепла до забезпечення припустимої температури, яка складає 105 °С;

- якщо струм зрізу перевищує 4 А виникають великі комутаційні перенапруги. Для їх обмеження використовують обмежувачі перенапруги або варистори.

З урахуванням номінального струму вимикання обираються такі конструктивні рішення:

- з метою підвищення струму вимикання забезпечується рівномірне розповсюдження теплового потоку дуги уздовж площі контакту за рахунок дифузійної форми дуги. Якщо цих засобів не

використовувати, то дуга розміщується на невеличкій площі і струм вимикання не досягає більше 10 кА;

- для підвищення струму вимикання використовують паралельне з'єднання декількох ПД;

- додатковим недоліком торцевих контактів є їх низка електродинамічна міцність. Головними причинами цього явища є збігання ліній струму в точці торкання контактів, а також сили, що виникають внаслідок вибуху рідкометалевого містка;

- контактне натиснення визначається з урахуванням двох головних складових, це сила атмосферного тиску та сила натискних контактних пружин. Наприклад, при номінальному струмі вимикання 40 кА контактне натиснення складе 1,5 кН [76];

- підвищення електродинамічної стійкості забезпечується використанням багатоточкового контакту. Наприклад, при наявності 10 точок торкання сила відкидання контактів зменшується у (8...10) разів у зрівнянні з одно точковим контактом;

- підвищення термічної стійкості забезпечується такими засобами, як дифузійна форма дуги і постійне переміщення по поверхні контактів основ дуги. Це здійснюється під впливом обертового магнітного поля, що створюється формою контактів. У даному випадку знижується температура нагріву поверхні контактів і кількість вільних електронів у міжконтактному проміжку.

6.5.2 Конструкції контактів

При розмиканні контактів у вакуумній камері виникає електрична дуга, що представляє собою провідне середовище з парів металу контактів. Для струмів відключення до 10 кА дуга рівномірно розподілена по поверхні контактів, тобто є випадок, так званої, дифузійної вакуумної дуги. При більш високих струмах, через пінч-ефект, дуга у вакуумній камері зосереджена в одній точці [76]. З метою виключення термічних перевантажень контактів при токах к.з. до 50 кА була винайдена, так звана, контактна система з радіальним магнітним полем або RMF-система. RMF контактна система влаштована таким чином, що

магнітне поле струму, що відключається, змушує дугу обертатися по поверхні контактів. Експлуатаційні вимоги гасіння дуги в вакуумному середовищі при струмі к.з. більш ніж 50 кА дали поштовх до винаходу камери з аксіальним магнітним полем, або АМФ-системи, що є особливим видом контактної системи.

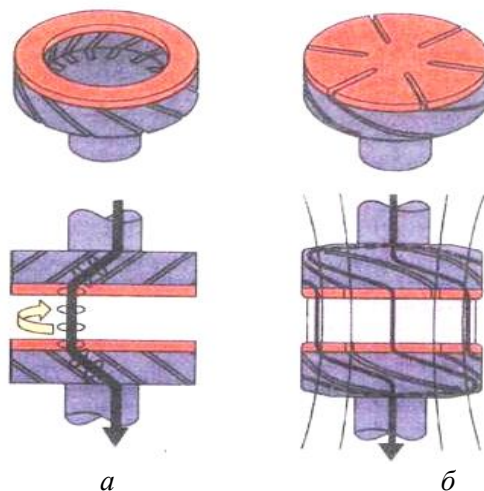


Рисунок 6.29 – Контактні системи:

а – RMF (radial magnetic field) радіальна;
б – AMF (axial magnetic field) аксіальна.

Ідея АМФ складається в наявності одного витка в структурі контакту вимикача [65], який створює аксіальне магнітне поле, що утримує дугу рівномірно розподіленою по поверхні контакту при будь-якому значенні струму, що відключається, тобто створює дифузійну дугу. Проста і економічна у виготовленні контактна система АМФ наведена на рис. 6.29, б. Діапазон відключають здібностей АМФ-контакту залежить від діаметра контакту і визначається залежністю (рис. 6.30).

Наприклад, при контакті діаметром 100 мм можливе відключення струму до 72 кА. При подальшому збільшенні діаметру контактів можна досягти більш високих значень струму,

що відключається. Варто зазначити, що метод гасіння дуги в вакуумному середовищі за допомогою АМФ-контактів можна використовувати для гасіння несинусоїдальних струмів. Завдяки перевагам принципу гасіння дуги в вакуумі, вакуумні вимикачі перевершують за своїм технічним рівнем інші, а система АМФ-контактів являє собою найбільше економічний на сьогоднішній день принцип гасіння.

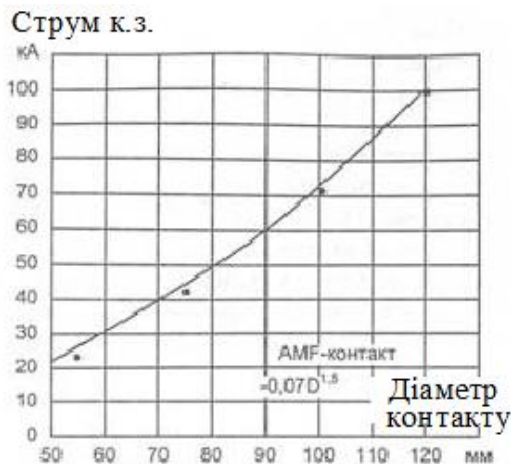


Рисунок 6.30 – Залежність струму відключення від діаметра АМФ – контактів [67]

Раніше розглядалися необхідні умови успішного відключення. Ці умови практично завжди об'єднуються, якщо електрична дуга залишається в режимі розсіювання; це відноситься і до відключення струму, що не перевищує декількох кілоампер. Таким чином, для даних умов використовуються вимикачі з дуже простими торцевими контактами. Коли дуга переходить у сфокусований режим, енергія розсіюється на меншій поверхні електрода і викликає місцевий нагрів і значне випаровування. Якщо ця дуга залишається нерухомою, відключення більше не забезпечується. Для подолання

труднощів, викликаних переходом електричної дуги в сфокусований режим, використовуються два методи.

Перший метод полягає в створенні швидкого кругового руху сфокусованої дуги, щоб енергія розподілялася на більшій частині контакту, і нагрів залишався обмеженим у всіх точках, а це досягається шляхом застосування радіального магнітного поля в зоні дуги.

Другий метод полягає в тому, щоб запобігти переходу дуги в сфокусований режим шляхом додатка аксіального магнітного поля: коли напруженість поля досягає значної величини, дуга стабілізується в режимі, який визначається як стовп розсіювання, і не фокусується, незважаючи на те, що нерухома дуга використовує більшу частину поверхні контактів, і нагрів в цьому випадку також залишається обмеженим.

Метод створення радіального поля B_r можна пояснити, якщо сфокусовану дугу порівняти з проводом, який проводить струм в напрямку, паралельному осі контактів. Якщо до цього проводу докладено радіальне магнітне поле, то рівнодіюча електромагнітна сила матиме азимутальний напрямок і створюватиме обертання дуги навколо осі контактів. Поле B_r створюється проходженням струму через контакти. Для досягнення цього результату використовуються контакти двох конструктивних типів (див. рис. 6.31):

- контакти типу «спіраль»;
- контакти в розрізі типу «ковпачок» або «контрейт».

Забезпечення гарної роботи вимикачів з радіальним полем обумовлено досягненням прийнятною геометрією контактів і, зокрема, ширини пазів для контактів типу «спіраль»:

– якщо ширина пазів є занадто великою, то дуга з важким зусиллям робить «стрибок» з однієї частини контакту на іншу, що може призвести до того, що дуга залишиться нерухомою наприкінці руху, і в результаті відбудеться перегрів частини контакту (тому що дуга буде в сфокусованому режимі);

– якщо ширина недостатня, паз може бути забитий оплавленим матеріалом контакту, і через зміни в зв'язку з цим шляху проходження струму, радіальне поле зникає, а дуга стає нерухомою.

Будучи рухомою, дуга, що обертається, залишається сфокусованою і, таким чином, надає енергетичну дію на частину електрода, який її підтримує, високий тиск в основі дуги викликає викид розплавленого матеріалу контакту у вигляді крапель. Цей процес є ефективним засобом обмеження нагрівання частини електрода (або спрощення його охолодження), оскільки енергія дуги вноситься разом з розплавленим матеріалом, який конденсується на оточуючих стінках; в той же час цей процес викликає досить значну ерозію контактів.

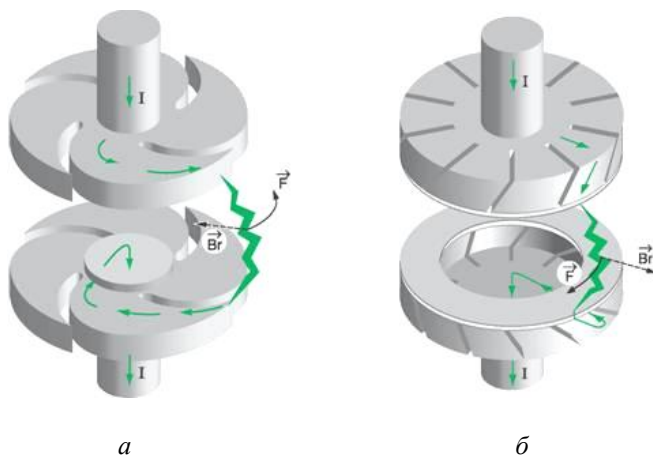


Рисунок 6.31 – Конструкція контактів, які використовуються для створення радіального поля («спіраль» і «контрейт»):

а – «спіраль»; б – «ковпачок» або «контрейт».

Метод створення осевого (аксіального) поля B_a можна пояснити таким чином. Коли плазма електричної дуги знаходиться під дією досить сильного аксіального магнітного поля, електрони починають рухатися траєкторіями, які проходять паралельно лініям поля, і утворюють спіраль навколо осі, паралельній осі контактів, тому що поле B_a діє в поєднанні з азимутним полем, створеним саме струмом. Позитивні іони плазми, які є значно важчими, не контролюються настільки

ефективно полем, але утримуються електростатичною силою, яка створюється негативним просторовим зарядом електронів, що уловлюються аксіальним полем: під дією цієї електростатичної сили плазма залишається в цілому нейтральною. В результаті процес утримання електронів переходить в утримання всієї плазми в стовпі, що відповідає силовій трубці поля, яке сприймається катодом: якщо ця трубка паралельна осі електродів, то основна частина плазми, створеної катодом, надходить на анод. У цих умовах електрична дуга зберігає характеристики, властиві режиму розсіювання, але при значно більш високому рівні щільності потоку; напруга дуги залишається помірною, тому що плазма зберігає свою нейтральність до підходу до анода (явища «браку» іонів не спостерігається):

- на прагнення до фокусування дуги з боку анода під дією ефекту Холла впливає аксіальне поле, змушуючи електрони зберігати здебільше паралельну осі траєкторію;

- якщо поверхня електродів і, зокрема, анода, що знаходиться під впливом стовпа електричної дуги, є достатньою для проходження струму, то щільність енергії і, відповідно, нагрів залишаються обмеженими. Випаровування матеріалу контакту є досить малим, для того щоб природа плазми не змінилася в результаті іонізації нейтральних частинок. Необхідні дві основні умови, щоб дуга залишилася в режимі стовпа розсіювання, сприятливому для відключення:

- поле V_a має бути досить сильним, бо критична напруженість аксіального поля, що необхідна для запобігання утворенню анодної плями.

Поверхня електрода має бути достатньою для заданого значення струму: гранична щільність струму складає близько 17 A/mm^2 (формула Рентца). Фактично, ця межа щільності потоку дійсна тільки в першому наближенні, і здатність вимикачів, які відключають аксіальним полем, не змінюється прямо пропорційно поверхні контактів. Насправді, необхідно враховувати первісну сфокусовану дугу, утворену при розмиканні контактів, і час, необхідний на те, щоб дуга зайняла всю вільну поверхню електродів.

Дуга у вимикачі з аксіальним полем значно менш рухлива, ніж у вимикачі з радіальним полем. Навіть, якщо щільність

струму досить висока, щоб викликати плавлення матеріалу анода, викиди залишаються обмеженими. Як наслідок, ерозія контактів менше, ніж при радіальному полі, але при цьому розплавлений матеріал залишається на місці і уповільнює охолодження поверхні електрода. В зв'язку з цим, незважаючи на те, що в принципі використання вільної поверхні контакту видається найбільш ефективним в аксіальному полі, ніж у радіальному, це не завжди підтверджується і, зокрема, для струму великої сили, а також при слабкій напрузі, можна домогтися в радіальному полі більш високій здібності відключення для даної поверхні, хоча і завдяки створенню значної ерозії. Існують різні способи створення осьового поля між контактами, використовуючи струм відключення:

– витки обмотки, розташовані за контактами (див. рис. 6.32);

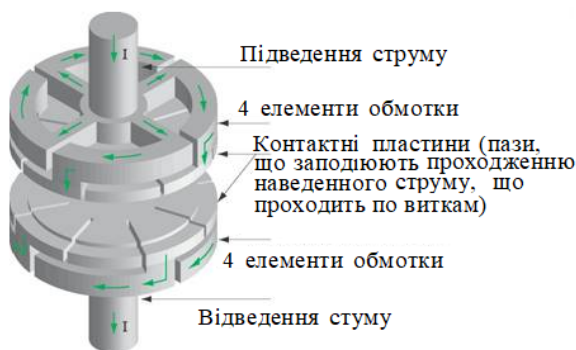


Рисунок 6. 32 – Приклад контактів в аксіальному магнітному полі

– магнітопровід для проходження азимутального поля, створеного підводами струму і для випрямлення в аксіальне поле в зоні між контактами;

– витки обмотки із зовнішнього боку колби вимикача, що охоплює зону між контактами (див. рис. 6.33).

В цілому, шлях, який проходить струм для створення осьового поля достатньої сили в просторі між контактами, є довшим за шлях, необхідний для створення локального

радіального поля. Таким чином, для заданого об'єму опір контактів менший в разі створення радіального поля, що є перевагою при використанні вимикачів великого номіналу.



Рисунок 6.33 – Вимикач з аксіальним магнітним полем, що має зовнішню обмотку

Навпаки, частини контактів в радіальному полі більш схильні до дії, ніж контакти в аксіальному полі і, отже, їх використання видається менш привабливим з точки зору обліку діелектричних властивостей; тобто аксіальне поле дає більше переваг у разі застосування при високій напрузі:

- герметичний корпус з ізолятором, що забезпечує електричну ізоляцію між рухомих і нерухомих контактами;
- екран, що захищає внутрішню поверхню ізолятора від конденсації пари металу, що утворюється електричною дугою;
- металевий сильфон, що забезпечує рух рухомого контакту без порушення герметичності корпусу.

Йдеться про основні компоненти будь-якого вимикача. Крім того, в корпусі автоматичних вимикачів встановлюються пристрої, що створюють магнітне поле (радіальне або аксіальне), необхідне для відключення потужної дуги. Тому вибір

конструкції вимикача стосується, в основному, вибору екрану і засобів створення магнітного поля.

При виборі екрана, головним чином, враховується спосіб кріплення, який визначає потенціал екрану: потенціал є нерухомим (при нерухомому електроді), якщо екран приєднаний до цього виводу вимикача, або плаваючим, якщо екран закріплений в проміжній точці ізолятора без електричного з'єднання з одним або з іншим контактом. Положення екрану всередині або зовні корпусу вимикача (в останньому випадку екран є частиною корпусу і повинен бути герметичним). Таким чином, розробник вибирає одну або іншу технологію залежно від переваг для конкретного виду застосування.

6.5.3 Електрична міцність вакуумного ПД

На електричну міцність ПД вакуумного вимикача оказують вплив наступні чинники.

По перше, це нерівномірність розподілу напруженості поля всередині камери ПД. Для її зменшення застосовують екрани різної конфігурації (див. рис. 6.27, поз. 5). Ефективність дії екранів залежить від їх геометричної форми та місця розміщення. Головними перевагами від розміщення екранів є скорочення осьової лінії ПД та підвищення електричної міцності міжконтактного проміжку.

Другим чинником є повторні пробої міжконтактного проміжку при вимиканні невеликих струмів (в умовах ємкісного навантаження, холостий хід потужних трансформаторів, ліній електропередачі та ін.). У цьому випадку внаслідок удару контактів при вмиканні має місце їх холодного зварювання. При вимиканні місця зварювання руйнуються і виникають гострі мікроступи, які створюють високу місцеву напруженість поля. Якщо струм, що вимикається великий гострі вершини мікроступів оплавляються дугою і напруженість поля спадає. Якщо струм малий, то вершини залишаються, напруженість поля зростає і виникає пробій міжконтактного проміжку. Для усунення цього негативного явища підбирають різні контактні матеріали, які не сприяють їх холодному зварюванню.

Третій чинник, це нерівномірний розподіл номінальної напруги між послідовно з'єднаними ПД. Для його зменшення використовують ємкісні дільники напруги у вигляді шунтуючих конденсаторів, що вмикаються паралельно ПД.

Четвертий чинник, це матеріал контактів. Для підвищення електроерозійної стійкості контактів використовують тугоплавкі матеріали, наприклад, вольфрам або контактну металокераміку. Головними недоліками таких матеріалів є великий струм зрізу та виникаючі при цьому комутаційні перенапруги. Для зменшення цих недоліків використовують композиційні матеріали на основі порошкової металургії, наприклад, мідно-вісмутові, мідно-хромові, мідно-берилієві та ін.

6.5.4 Конструкції вакуумних вимикачів

Головним елементом вакуумного вимикача є ПД. Для загального використання розроблені ПД на класи напруги 10кВ і 35 кВ. Головними стримуючими чинниками для розробки вакуумних ПД на більш високі напруги є громіздкість конструкції, ускладнення технології виготовлення та зменшення ресурсу. Тому на класи напруги 110 кВ і вище використовують послідовне з'єднання ПД. У цьому випадку встає питання о способах розміщення та закріплення ПД між собою. Розрізняють два способи закріплення. По перше за кінець стрижня нерухомого контакту. Перевагою цього способу є невеликі вібраційні навантаження на опорну ізоляцію і ізоляційній корпус ПД; по друге, шпильками за фланець нерухомого контакту.

Розрізняють такі види конструкцій вакуумних вимикачів. По перше, це є вимикачі з двома ПД. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 6.34.

Особливостями конструкції є такі:

- полюс вимикача має Т-образну форму;
- камери ПД встановлюються рухомими контактами назустріч;
- привод вимикача розміщується всередині опорного ізолятора за допомогою ізоляційних тяг;
- на більш високі напруги використовується послідовне вмикання окремих Т-образних модулів.

Другий різновид – це вимикачі з послідовним вмиканням декількох ПД. Такі конструкції використовуються на напруги, вищі за 110 кВ. Особливостями конструкції є такі:

- послідовне вмикання окремих ПД здійснюється у вертикальній площині з відповідною опорною ізоляцією;
- привод виготовляється у вигляді зовнішньої просторової конструкції;
- система керування механічна, гідравлічна або комбінована.

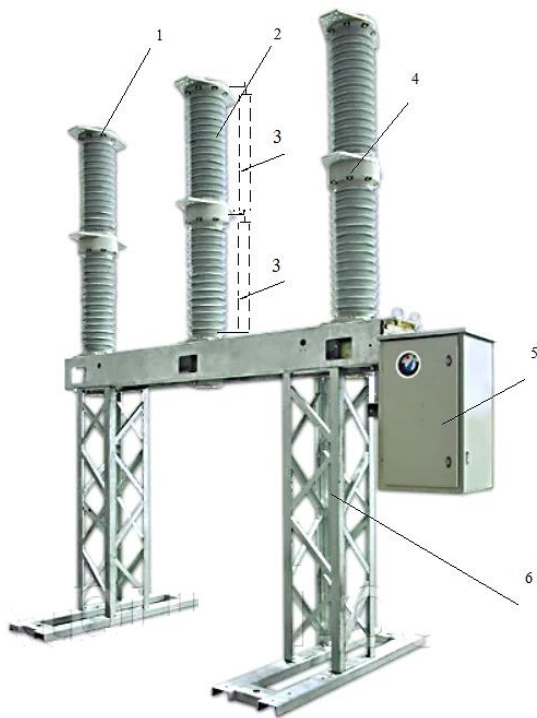


Рисунок 6.34 – Структура вакуумного вимикача з вертикальним розміщенням ПД:

- 1 – вивід; 2 – пристрій дугогасіння; 3 – конденсатор шунтування;
4 – з’єднальні фланці; 5 – опорний ізолятор; 6 – шафа керування.

6.6 Запитання для самоконтролю

6.6.1 Яке призначення високовольтних вимикачів?

6.6.2. Основні критерії вибору комутаційних електричних апаратів?

6.6.3. Які переваги пружинно-моторного приводу?

6.6.4. Назвіть основні частини конструкції масляного малооб'ємного вимикача.

6.6.5. Назвіть основні частини конструкції вакуумного вимикача.

6.6.6. Поясніть принцип гасіння дуги в вакуумному вимикачі.

6.6.7. Опишіть принцип дії повітряного вимикача.

6.6.8. Опишіть принцип дії електромагнітного вимикача.

6.6.9. Опишіть принцип дії елегазового вимикача.

6.6.10. Від яких факторів залежить швидкість гасіння дуги?

6.6.11. Поясніть конструкцію дугогасної камери у малооб'ємному вимикачі.

6.6.12. Поясніть принцип гасіння дуги в вакуумному вимикачі.

6.6.13. Які приводи використовуються для вакуумних вимикачів?

6.6.14. Назвіть основні переваги вакуумних вимикачів у порівнянні з іншими типами вимикачів.

6.6.15. Від яких факторів залежить опір контактів?

6.6.16. Пояснити конструкцію контактів ВВ.

6.6.17. Принцип роботи блокування.

6.6.18 У чому переваги малооб'ємних масляних вимикачів у порівнянні із багатооб'ємними?

6.6.19. Як відбувається гасіння дуги в малооб'ємних масляних вимикачах?

6.6.20 Як здійснюється керування вимикачем?

6.6.21 Назвіть переваги та недоліки повітряного вимикача.

6.6.22. Назвіть переваги та недоліки електромагнітного вимикача.

7 РОЗ'ЄДНУВАЧІ ТА КОРОТКОЗАМИКАЧІ

З метою забезпечення максимального ступеня безпеки під час виконання робіт з обслуговування високовольтних ліній електропередач і пов'язаного з ними обладнання, потрібні надійні комутаційні прилади. Зокрема, для безпечного доступу до розподільних пристроїв і до іншого обладнання, що працює під високою напругою, застосовуються високовольтні роз'єднувачі відкритого типу. Використання роз'єднувачів в енергетиці для розривів електричних кіл продиктовано, в першу чергу, міркуваннями безпеки. Їх застосовують для виконання підключень контактних мереж для живлення струмом від ліній живлення. Ці механізми також служать для безпечної зміни схем з'єднань ділянок ланцюгів.



Рисунок 7.1 – Ділянка лінії з високовольтними роз'єднувачами

Роз'єднувач – це комутаційний апарат, який використовується для вмикання та відмикання електричних кіл за умови, що на його контактах відсутня електрична дуга. Особливостями конструкції є те, що між контактами роз'єднувача забезпечується наявний розрив; ПД відсутній; можлива невелика дуга згасає у вільному повітрі при комутації

ненавантажених силових трансформаторів та коротких ліній електропередачі; комутація кола за допомогою роз'єднувача здійснюється тільки після вимикання кола за допомогою вимикача. Ця умова здійснюється за рахунок використання різноманітних видів блокування.

Розглянуті комутаційні механізми мають дві важливі якості, що дозволяють контролювати процес комутації:

- можливістю візуального спостереження за становищем рухомих контактів в місцях роз'єднання;
- відсутністю механізму, що допускає ймовірність вільного (довільного) розчеплення, до того ж застосування ручних приводів гарантує виконання фахівцем запланованої операції знеструмлення або підключення електричної мережі в потрібний момент.

Така конструкція роз'єднувача дозволяє обслуговуючому персоналу швидко оцінювати стан робочих частин механізму комутації перед включеннями, а також візуально контролювати стан контактних ножів в конкретній ситуації. Роз'єднувачі завжди працюють з використанням високовольтних вимикачів, як на відкритому просторі, так і в закритих приміщеннях.

Головне завдання роз'єднувача у електричній мережі – це утворювати безпечні умови для ревізії та ремонту іншого обладнання. Електрична схема вмикання роз'єднувача у мережі показана на рис. 7.2, де S_1 і S_2 – роз'єднувачі, $S_{1.3}$ і $S_{2.3}$ – заземлюючі ножі роз'єднувачів.

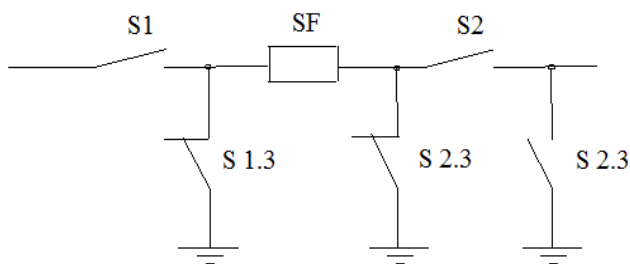


Рисунок 7.2 – Схема елемента розподільного пристрою з роз'єднувачами

Послідовність роботи схеми в процесі виведення вимикача SF у ревізію. Вимикається вимикач SF, розмикаються роз'єднувачі S1 та S2, замикаються ножі заземлення зі сторони вимикача.

Головні вимоги до роз'єднувачів у електричній схемі є такими:

- наявність розриву електричної мережі;
- необхідний рівень термічної та динамічної стійкості;
- надійна робота ізоляції в умовах перенапруги та дії негативних атмосферних чинників;
- чітке спрацьовування і надійна фіксація рухомого контакту, а також блокування роз'єднувача з вимикачем для виключення комутаційних операцій під навантаженням.

Час горіння дуги скорочує наявність контактних пружин. Виняток становить клас вимикачів навантаження, в конструкції яких передбачені автогазовий дугогасний пристрій – ВНА. Такі вимикачі можуть використовуватися в якості високовольтних роз'єднувачів, які застосовуються для комутації ділянок ланцюгів до 10 кВ. (рис. 7.3).

Роз'єднувачі класифікують за такими групами [54, 55, 76].

За характером руху ножа розрізняють такі:

- вертикально-обертального типу з обертальним рухом ножа у вертикальній площині, які використовуються на номінальні струми до 8 кА;
- горизонтально-обертального типу з обертальним рухом ножа у горизонтальній площині;
- гойдаючого типу з обертовим рухом ножа разом з опорним ізолятором у вертикальній площині;
- з ножем, що котиться, у якому опорний ізолятор разом з рухомим контактом переміщується на роликах у горизонтальній площині. Використовуються на струми, що перевищують 10 кА;
- з прямолінійним рухом ножа у вертикальній площині вздовж або упоперек осі опорних ізоляторів;
- з ножем, який складається у вертикальній площині;
- підвісного типу.

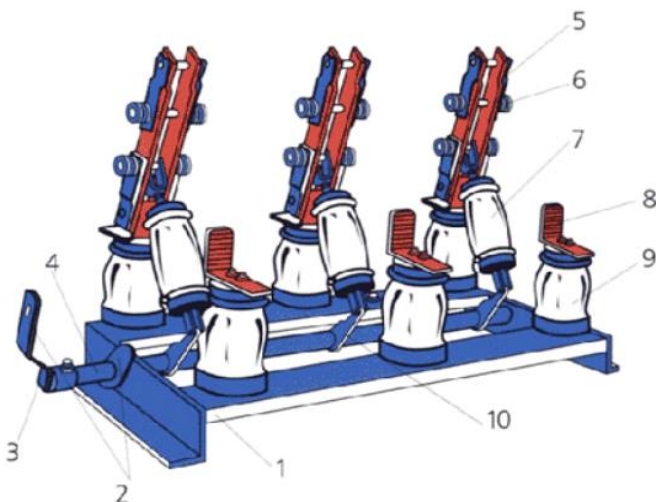


Рисунок 7.3 – Конструкція роз'єднувача РВ-10:

1 – рама; 2 – упор обмеження повороту вала; 3 – важіль; 4 – вал; 5 – рухомий контакт (ніж); 6 – пружина; 7 – фарфорова ізоляційна тяга; 8 – нерухомий контакт; 9 – опорний ізолятор; 10 – важіль.

Загальний вид та структура таких конструкцій наведені у [76].

За типом розміщення розрізняють конструкції внутрішнього та зовнішнього розміщення, які відрізняються за додатковими вимогами до механічної та електричної стійкості, наприклад, в умовах ожеледиці, вітрового навантаження, вологості, забруднення тощо. За кількістю полюсів розрізняють триполюсні, які використовуються на струми до 1 кА, та однополюсні апарати.

За наявності заземлюючих ножів розрізняють конструкції без заземлюючих ножів; із заземлюючими ножами з однієї або двох сторін. Ножі розраховані на протікання струму короткого замикання і їх привод має блокування з головними контактами.

Маркування роз'єднувачів є наступним:

РВ (З) – вертикально-рубального типу внутрішньої установки (з заземлюючими ножами) – до 35 кВ;

РВП (З) – з поступальним рухом внутрішньої установки;

РВФ (3) – з прохідними ізоляторами (для переходу в інше приміщення);

РЛНД – лінійний, зовнішньої установки, двохколонковий поворотного типу (в горизонтальній площині) - до 500 кВ;

РПД – підвісний до 500 - 700 кВ;

РНВ (3) – зовнішньої установки з вертикальним рухом ножів.

Наприклад: РНД – 500/1000-У1 – роз'єднувач зовнішньої установки, двохколонковий, $U_{ном} = 500$ кВ, $I_{ном} = 1000$ А, маса 6-7 т., габаритні розміри: висота – 6,4 м, ширина – 6 м.

У позначеннях роз'єднувачів також застосовуються такі літери:

О – однополюсний, У – посилена ізоляція, Б – з механічним блокуванням ножів, П – з важільною передачею.

Відео для Вашого уявлення можна подивитись за посиланням <https://samelectrik.ru/vysokovoltnye-razediniteli.html>.

Сьогодні на високовольтних підстанціях часто використовуються типові схеми без установки вимикачів на лінії живлення. Завдяки такій конструктивній особливості вдається налаштувати повнофункціональний обладнання, яке відрізняється простотою виконання і дешевизною при незмінно високій надійності. Щоб замінити вимикачі на боці високої напруги застосовуються відокремлювачі та короткозамикачі.

Короткозамикачі служать для того, щоб створювати штучне КЗ мережі по сигналу релейного захисту та відрізняються високою швидкістю.

Відокремлювач – це роз'єднувач, здатний швидко відключити знеструмлену мережу, коли подається команда на його привод. Вони спрацьовують значно повільніше за звичайні роз'єднувачі (протягом 0,5-1,0 секунд). За допомогою відокремлювача від'єднуються пошкоджені ділянки мережі після того, як виконано відключення захисного вимикача. У свою чергу вимикач спрацьовує через коротке замикання, яке створюється короткозамикачем. Короткозамикачі створюють штучне КЗ у випадках пошкодження трансформатора. В результаті цього під впливом захисту відбувається відключення вимикачів, які встановлені на виводах ліній живлення. Короткозамикачі керуються за допомогою приводу ШПК, а включення

короткозамикача відбувається в автоматичному режимі під впливом пружинного механізму в результаті спрацьовування приводу за сигналом релейного захисту. У разі необхідності короткозамикач можна також включити вручну. Відключити ж його можна виключно при ручному оперуванні.

Короткозамикач та відокремлювач як правило встановлюються на стороні високої напруги менш відповідальних підстанцій замість вимикача з метою зниження вартості, розмірів підстанції а також капітальних витрат на будівельні роботи. Вимикач встановлюється тільки на стороні низької напруги. Принципову схему такої підстанції показано на рис. 7.4.

Процес вимикання, наприклад, трансформатора Т1 для проведення ремонту, здійснюється у такої послідовності:

- замикається короткозамикач $S_{к1}$ та створюється штучне коротке замикання, потужність якого зменшує реактор L1;
- вимикаються вимикачі SF1 та SF2 за сигналом від релейного захисту;
- у без струмову паузу вимикається відокремлювач $S_{в1}$;
- вмикаються вимикачі SF1 та секційний вимикач SF4, які забезпечують живлення збірних шин низької напруги від іншого трансформатора підстанції.

Головні вимоги до цих апаратів – це висока швидкодія для зменшення тривалості струму короткого замикання та забезпечення вірної послідовності комутаційних операцій. Конструкція відокремлювача аналогічна конструкції роз'єднувача. Головною відмінною відокремлювача є підвищена швидкодія та додаткові вимоги до механічної міцності елементів конструкції. Структура та конструкція короткозамикача показано на рис. 7.4. Однополюсні конструкції короткозамикачів використовують на класи напруги 110, 150 та 220 кВ у мережах з глухозаземленою нейтраллю.

Особливості короткозамикачів і відокремлювачів є наступними. Роз'єднувачі бувають одно- і триполюсні, а також призначені для внутрішньої і зовнішньої установки. Для здійснення відключення і включення роз'єднувачів використовуються пневматичні, електродвигунні і ручні приводи. Відокремлювачі, короткозамикачі відкритої конструкції не дуже надійно функціонують під час несприятливих погодних умов

(ожеледь, мороз). Чимало зафіксовано випадків відмови під час роботи. Щоб підвищити стабільність роботи таких виробів, була розроблена конструкція з контактною системою, що поміщається в закриту камеру, наповнену елегазом. Для того щоб компенсувати витоки елегазу в конструкціях передбачений пов'язаний через фільтр балон з внутрішньою порожниною камери контакту. В установках напругою 35 кВ використовуються два полюси короткозамикача, які коли спрацьовують, створюють штучне двофазне коротке замикання.

Двополюсні конструкції використовують на напругу 35 кВ за умови ізольованої нейтралі.

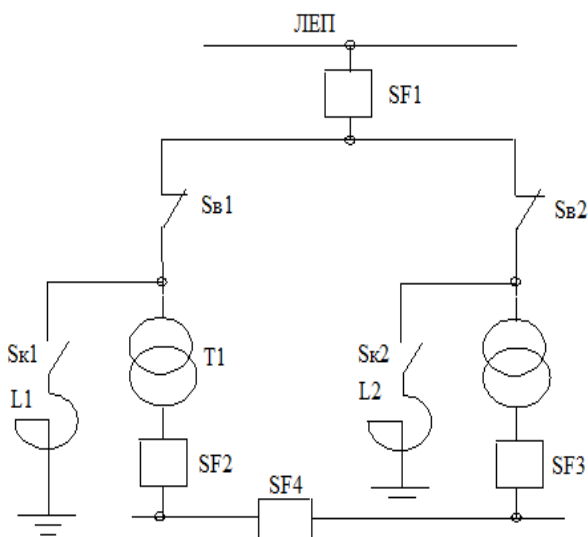


Рисунок 7.4 – Схема підстанції з короткозамикачами та відокремлювачами

У більш потужних установках (110 кВ і вище) з заземленою нейтраллю використовується тільки один полюс короткозамикача. Типові короткозамикачі мають швидкість включення порядку 0,4-0,5 секунд. Якщо такого часу спрацьовування недостатньо, то використовуються

короткозамикачі на основі порохового заряду, під дією вибуху якого відбувається рух ножа. З метою автоматизації підстанцій відокремлювачі застосовуються не тільки для знеструмлення електричних кіл та ланцюгів, але також і для переводу підстанцій на резервні джерела живлення. При контролі стану короткозамикачів і відокремлювачів в першу чергу необхідно звертати увагу на стан ізоляції цих виробів і їх контактних з'єднань.

Приводи короткозамикачів мають пружину, яка забезпечує включення заземленого ножа на нерухомий контакт, що знаходиться під напругою. Імпульс для роботи приводу подається від релейного захисту. Відключення здійснюється вручну. При включенні короткозамикача задля уникнення можливого виникнення дуги і пошкодження апарату необхідно забезпечити велику швидкість руху ножа. В існуючих конструкціях час включення короткозамикача становить 0,12 - 0,25 с.

Короткозамикачі КЕ-110 і КЕ-220 виконуються у вигляді одного полюса. Полюс КЕ-110 (рис. 7.5) складається з основи 5 і контактної камери 2. В основі, ізольованій від землі, розташовані пружинний механізм включення і масляний буфер. Витоки елегазу компенсуються з балона, пов'язаного через фільтр з внутрішньою порожниною контактної камери. Тиск контролюється по мановакууметру. Пружинний привод ППК забезпечує дистанційне включення і відключення короткозамикача. На шині заземлення 4 встановлений трансформатор струму 7.

Оскільки елегаз володіє високою електричною міцністю, при атмосферному тиску його міцність в 2 - 3 рази вище повітря, а при тиску 0,3 МПа міцність елегазу порівнянна з міцністю чистого трансформаторного масла, він не горить і не підтримує горіння, тому апарати з елегазом не є небезпечними щодо вибуху і пожежі. При зниженні тиску всередині камери до атмосферного тиску проміжок між контактами може витримувати без пробою найбільшу робоча напруга. Герметичність камери повинна забезпечуватися прокладками з гумових кілець між порцеляновими корпусами і металевими фланцями (на рисунку не показані) і гідравлічним затвором в місці проходження рухомої тяги.

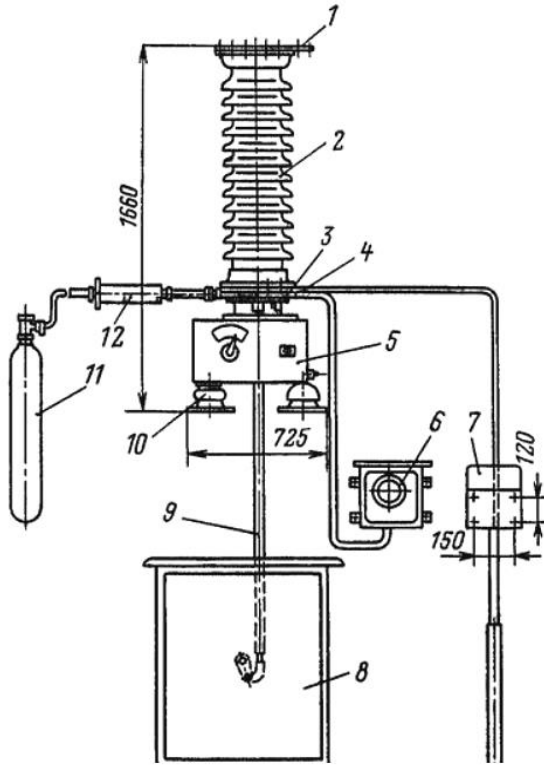


Рисунок 7.5 – Короткозамикач закритого типу з елегазовим наповненням KE-110:

- 1 – контактний вивід; 2 – контактна камера; 3 – гідравлічний затвор;
 4 – приєднання заземлювальної шини; 5 – підстава; 6 – мановакуумметри; 7 – трансформатор струму ТШЛ-0.5; 8 – привод; 9 – тяга; 10 – ізолятор; 11 – балон з елегазом; 12 – фільтр.

7.1 Запитання для самоконтролю

7.1.1. Призначення роз'єднувачів. Які операції дозволяється проводити роз'єднувачами?

7.1.2. За якими ознаками класифікуються роз'єднувачі? Опишіть пристрій і області застосування роз'єднувача типу РВ-6-10.

7.1.3. Поясніть конструкцію пристрою роз'єднувача типу РВЗ - 6-10.

7.1.4. Поясніть будову та принцип дії роз'єднувача типу РВК-20.

7.1.5. Поясніть про будову та принцип дії роз'єднувача типу РВН-500.

7.1.6. Поясніть призначення короткозамикачів і відокремлювачів.

7.1.7. Поясніть будову та принцип дії короткозамикача типу КЗ-35.

7.1.8. Поясніть будову та принцип дії короткозамикача типу КЕ-110.

7.1.9. Поясніть будову та принцип дії відокремлювача типу ОД-35.

7.1.10. Поясніть будову та принцип дії відокремлювача типу ОЕ-110.

7.1.11. Опишіть схему автоматики між короткозамикачем і відокремлювачем.

7.1.12. Поясніть відмінність роз'єднувачів та відокремлювачів.

7.1.13. Яка взаємодія короткозамикачів і відокремлювачів?

8 ПРИСТРОЇ РПН

Для нормальної роботи споживачів електроенергії необхідно постійно підтримувати певний визначений рівень напруги на шинах підстанцій. Для підтримання рівня напруги на затискачах споживача в допустимих межах в різних місцях електричної мережі проводять регулювання напруги, яке може бути централізованим або локальним [10, 14, 16, 38, 40, 41, 62, 77]. Централізоване регулювання напруги проводиться у вузлах електричних мереж і використовується при живленні великої кількості споживачів (велике підприємство, місто). В такому регулюванні можна виділити три підходи: стабілізація напруги, двоступінчасте регулювання напруги і зустрічне регулювання напруги.

В електричних мережах передбачаються способи регулювання напруги, одним з яких є зміна коефіцієнта трансформації трансформаторів. Для найбільш економної та безаварійної роботи таких споживачів відхилення напруги від номінального значення повинно бути не більш допустимого значення. Це особливо важливо для таких споживачів, як:

- освітлювальні системи, для яких відхилення напруги повинно бути у межах (+ 5...- 2,5) % (наприклад, відхилення напруги значенням -5 % призведе до зменшення світлового потоку до 80 %, а деякі види освітлювального обладнання можуть повністю втрачати працездатність);

- електродвигуни, для яких відхилення напруги не повинно виходити за межі (+ 10...- 5,5) %;

- системи електролізу та інші металургійні виробництва, які потребують регулювання напруги в більш широких межах.

Відомі декілька способів регулювання напруги в електричних мережах [10, 16, 62]. По перше, – це стабілізація напруги безпосередньо в мережі споживача, головними недоліками якої є додаткові витрати матеріалів (кольорових металів, електротехнічної сталі, тощо), а також збільшення реактивної потужності у мережі. По друге, – це стабілізація напруги в центрах живлення, головними недоліками якої є складність забезпечення якості електроенергії для кожного споживача окремо та неможливість змінення напруги за

визначеним законом. По третє, – це зміна коефіцієнта трансформації шляхом перемикання відгалужень обмоток трансформаторів за допомогою спеціальних перемикаючих пристроїв.

Трансформатори можуть бути під'єднані в різних пунктах електричних мереж, в яких режим напруги заздалегідь, як правило, невідомий і, крім того, може змінюватись в процесі експлуатації мережі. Тому вони мають крім основних ще й додаткові регулювальні відгалуження. Змінюючи кількість цих відгалужень, можна дещо змінити коефіцієнт трансформації (в межах 10—20%) [11, 12, 14, 16, 22, 62].

За конструктивним виконанням розрізняють трансформатори двох типів:

1) з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (скорочено — трансформатори з ПБЗ);

2) з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (скорочено — трансформатори з РПН).

Як правило, регулювальні відгалуження виконуються на боці високої напруги ВН трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому спрощується перемикаючий пристрій.

8.1 Трансформатори з ПБЗ

В теперішній час трансформатори з ПБЗ виготовляють з основним і чотирма додатковими відгалуженнями. Принципова схема такого трансформатора та схема роботи перемикача відгалужень наведені на рис. 8.1, 8.2 відповідно. Основне відгалуження має напругу, яка дорівнює номінальній напрузі мережі, до якої приєднується даний трансформатор (6 кВ, 10 кВ, 20 кВ). При основному відгалуженні коефіцієнт трансформації трансформатора називають номінальним. При використанні чотирьох додаткових відгалужень коефіцієнт трансформації відрізняється від номінального відповідно на +5%, +2,5%, -2,5% і -5%.

Розглянемо регулювання напруги за допомогою перемикання обмоток трансформатора, тобто змінювання коефіцієнта трансформації. Перемикання відгалужень відбувається без

збудження (ПБЗ), тобто після відключення всіх обмоток від мережі, при спрацьовуванні якого киль кість витків обмотки змінюється на кожній фазі пристрою.

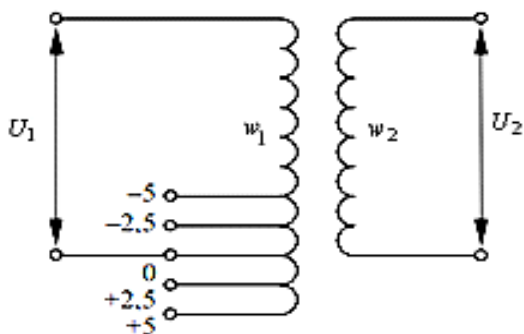


Рисунок 8.1 – Принципова схема трансформатора з ПБЗ

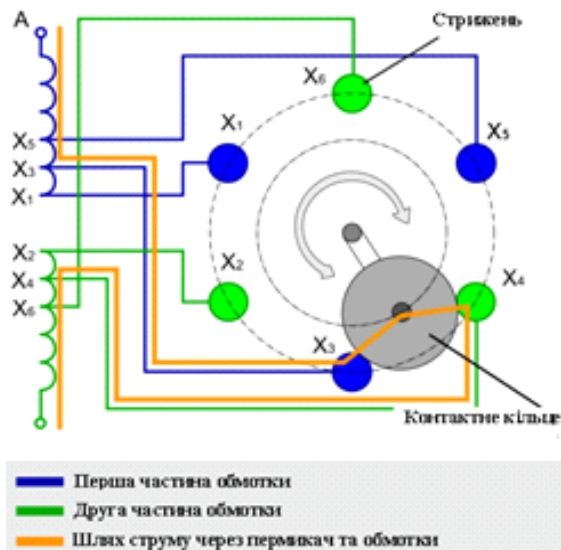


Рисунок 8.2 – Схема роботи перемикача відгалужень

Структура та принцип дії перемикача барабанного типу показано на рис. 8.3. Пристрій ПБЗ дозволяє регулювати напругу в межах $\pm 5\%$, для чого трансформатори невеликої потужності крім основного виводу мають два відгалуження від обмотки вищого напруги: $+5\%$ і -5% (рис. 8.3, а). Якщо трансформатор працював на основному виводі 0, а необхідно підвищити напругу на вторинній стороні, то, відключивши трансформатор, проводять перемикання на відгалуження -5% , зменшуючи тим самим число витків.

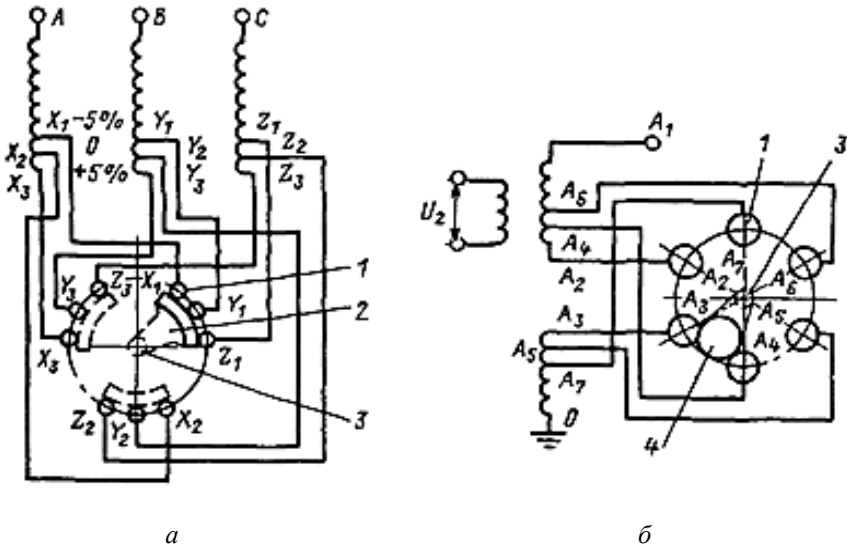


Рисунок 8.3 – Схема регулювання напруги ПБЗ:

- а – відгалуження поблизу нульової точки обмотки $\pm 5\%$ з трифазним перемикачем на три положення,
- б – відгалуження в середині обмотки $\pm 2 \times 2,5\%$ з однофазними перемикачами на п'ять положень (фаза А);
- 1 – нерухомий контакт, 2 – сегмент контактний;
- 3 – вал перемикача, 4 – контактні кільця,

На трансформаторах середніх і великих потужностей передбачаються чотири відгалуження $\pm 2 \times 2,5\%$, перемикання яких проводиться спеціальними перемикачами барабанного типу,

встановленими окремо для кожної фази (рис. 8.3, б). Рукоятка приводу перемикача виведена на кришку трансформатора. При замиканні роликком перемикача контактів A_4-A_5 трансформатор має номінальний коефіцієнт трансформації. Положення A_3-A_4 і A_2-A_3 відповідають збільшенню коефіцієнта трансформації на 2,5 і 5%, а положення A_5-A_6 і A_6-A_7 – зменшення на 2,5 і 5%. Пристрій ПБЗ не дозволяє регулювати напругу протягом доби, через необхідність частого відключення трансформатора для виконання перемикачів, що за умовами експлуатації практично неприпустимо.

8.2 Трансформатори з РПН

Регулювання під навантаженням (РПН) дозволяє перемикати відгалуження обмотки трансформатора без розриву кола. Пристрій РПН передбачає регулювання напруги в різних межах залежно від потужності і напруги трансформатора (від ± 10 до $\pm 16\%$ ступенями приблизно по 1,5%). Він може виконуватися як місцевим, так і централізованим регулюванням, тобто може об'єднувати інші способи регулювання напруги, такі, як синхронні компенсатори та статичні конденсатори. Пристрій РПН дозволяє перемикати відгалуження та відповідно змінювати коефіцієнт трансформації трансформатора під навантаженням, при цьому забезпечувати вимоги ДСТУ 50160-2014 [35] за рівнями напруг. Головними перевагами цієї конструкції є підвищення якості напруги у мережі; зниження витрат матеріалів, втрат в електричній мережі та можливість вибору оптимальної площі перерізу проводів та шин, а також оперативність перемикачів та використання автоматичних пристроїв керування. Пристрій РПН передбачає регулювання напруги в певних межах в залежності від потужності та напруги трансформатора (від ± 10 до $\pm 16\%$ ступенями приблизно по 1,5%).

До головних параметрів РПН можна віднести такі, як:

– діапазон регулювання (це різниця між максимальною та мінімальною напругами обмотки, які можливо отримати при регулюванні), що задається в відсотках(%) від номінальної напруги. Розрізняють два види діапазонів регулювання:

симетричний діапазон, наприклад, $\pm 10\%$ або несиметричний діапазон, наприклад, $(+12, -8)\%$;

– ступінь регулювання (найменша різниця напруги, яка забезпечується при регулюванні), що задається в відсотках(%) від номінальної напруги і може змінюватися у межах від 400 В до 2000 В;

- номінальна потужність;
- номінальний струм;
- кількість перемикачів на одиницю часу;
- кількість фаз пристрою розрізняє на трифазні (РНТ) та однофазні (РНО) пристрої;
- механічний та електричний ресурс та ін.

В залежності від типу струмообмежувальних елементів, що використовуються у конструкціях, перемикаючі пристрої РПН поділяють на пристрої зі струмообмежувальним реактором, струмообмежувачами резисторами, або без них. Відповідно до конструктивного виконання вони мають позначення: РНО і РНТ – однофазні та трифазні без струмообмежувального резистора; РНОР і РНТР – те саме зі струмообмежувальним реактором; РНОА і РНТА – те саме, зі струмообмежувальним резистором; РНТР-У – трифазний пристрій РПН зі струмообмежувальним реактором із загальною нульовою точкою; РНТА-У – те саме, зі струмообмежувальним резистором із загальною нульовою точкою. Для позначення трифазних пристроїв РПН, що з'єднують фазні обмотки в зірку, після букв ставлять через тире цифру 0. Літери після дробі, що вказує напругу і струм пристрою РПН, позначають: А – контактор з розривом дуги в повітрі, Г – те саме в газі (з тиском, відрізняючись від атмосферного), В – в вакуумі, П – контактор, в якому для перемикачів без розриву дуги застосовують напівпровідники (контактор з розривом дуги в маслі буквою після дробу не позначається), ПП – плавне регулювання всередині ступеню. Відсутність позначень конструктивної ознаки — розрив дуги в маслі. Якщо кілька пристроїв РПН мають один привод, то вказують через знак множення їх кількість. В кінці позначення ставлять рік розробки.

Приклад умовного позначення трифазного пристрою РПН РНТА-У-35/1000 В-9-Р 40/43-1,35—79У1 таке:

- зі струмообмежувальним резистором,

- зі з'єднанням фаз в зірку,
- з номінальною напругою 35 кВ,
- номінальним струмом 1000 А,
- з розривом дуги в вакуумі,
- з передобирачем відгалужень для схем з реверсом обмотки трансформатора,
- з числом ступенів 40,
- з числом положень пристрою РПН 43,
- з номінальною напругою ступеню 1,35 кВ,
- розробленого в 1979 р.,
- кліматичне виконання У, категорії 1 по ГОСТ 15150 -69.

Конструктивно пристрій РПН складається з низки функціональних блоків, як показано на рис. 8.4.

Основними частинами пристроїв РПН є: обирач відгалужень, призначений для вибору необхідного відгалуження обмотки перед процесом перемикання; передобирач відгалужень для використання контактів обирача та приєднаних до нього відгалужень обмотки більше одного разу після проходження всього діапазону регулювання; контактор для відключення струму в колах пристрою перемикання; струмообмежувальний реактор або резистор для включення (на час перемикання) між працюючим і тим, що тільки вводиться в роботу, відгалуженням, і переводу навантаження з одного відгалуження на інше без розриву кола струму навантаження трансформатора. Крім того, пристрої мають ручний привод, електричний з кнопковим керуванням і автоматичний, а також лічильник кількості перемикань, різну апаратуру, механізми, елементи сигналізації і автоматики.

Залежно від номінального струму, а також напруги ступеню регулювання в перемикаючих пристроях типу РНОА можуть застосовуватися два типові виконання контактора: контактор з одним або двома механізмами перемикання. Кожне типові виконання контактора може бути застосоване в пристроях РПН на напругу від 35 до 330 кВ.

Типові виконання обирачів розрізняються по номінальному струму (від 800 А до 2000 А), кількістю ступенів регулювання, електричної міцності ізоляційних проміжків і обраною схемою регулювання (з передобирачем або без нього).

Схема пристрою перемикання РПН наведена на рис. 8.4. Перемикаючий пристрій за своєю конструкцією є занурювальним, тобто механізм перемикання, що має блочну конструкцію, занурюється в бак трансформатора або приставний окремий бак.

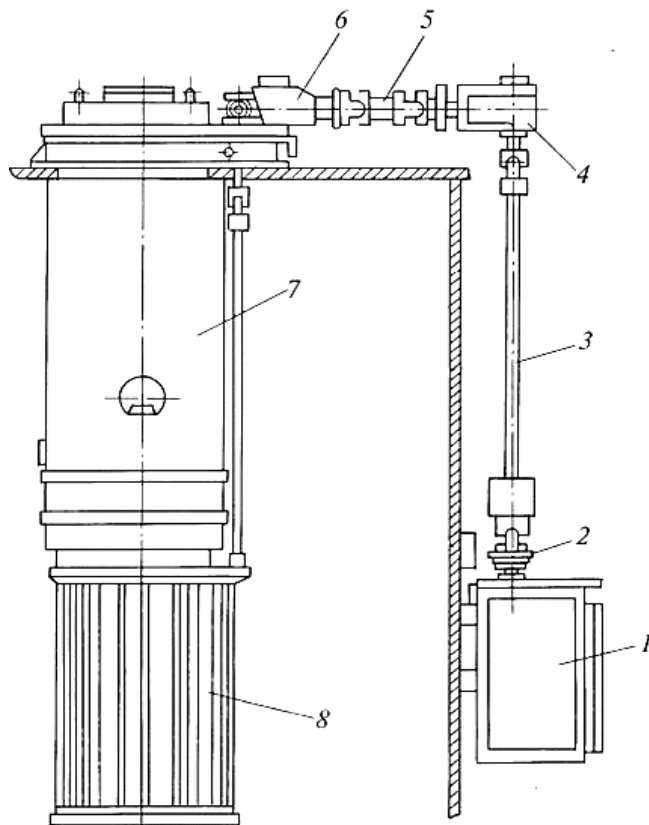


Рисунок 8.4 – Загальний вигляд (структура) пристрою РПН:

- 1 – приводний механізм; 2 – ноніусна муфта; 3 – вертикальний вал;
 4 – кутовий редуктор; 5 – горизонтальний вал; 6 – поворотний редуктор;
 7 – контактор; 8 – обирач

Кріплення механізму перемикання може бути виконано до кришки трансформатора або знімальної частини бака за

допомогою перехідного фланця. Як зазначалося вище, до складу основних частин перемикаючого пристрою входять контактор 7 і обирач 8. Нижче коротко розглядаються їх конструкція і принципи роботи, з якими необхідно бути знайомими при проведенні ремонтних робіт.

Конструктивно контактор виконаний окремим блоком (див. далі на рис. 8.10), що складається з двох великих елементів: корпусу 1 і виймальної частини 2. Наявність виймальної частини дозволяє без демонтажу перемикаючого пристрою з бака трансформатора витягувати тільки основний вузол контактора (механізм перемикання) для огляду, обслуговування або ремонту.

8.2.1 Пристрої РПН зі струмообмежувальним реактором

Електрична схема кожної фази пристрою РПН з реактором (рис. 8.5, *a*) складається з двох паралельних симетричних ланцюгів, що включають обирачі *O* з системою рухомих і нерухомих контактів, конктатори *K* і реактор *P*. На схемі показано робоче положення на одному з регульовальних відгалужень обмоток *PO*. При необхідності перейти на інший ступінь напруги за допомогою включення приводу контакти одного паралельного кола перемикаються на відповідне відгалуження, а потім іншого, в такій послідовності: відкривається контактор, через деякий проміжок часу обирач цього кола переходить на необхідне відгалуження, після цього контактор закривається, перехід на інше відгалуження першого паралельного кола на цьому закінчено.

Далі в тій самій послідовності відкривається контактор другого паралельного кола, і її обирач переходить на відгалуження, в яке попередньо перейшов обирач першого кола, потім контактор закривається. На цьому цикл переходу з одного відгалуження на інше без розриву кола робочого струму закінчений. Призначення реактора в цій схемі – обмежити силу циркулюючого струму в положенні «моста», коли одне паралельне коло перейшло на наступне регульоване відгалуження, а друге – ще знаходиться на раніше зайнятому. Робочий струм реактором при цьому не обмежується, тому що його індуктивний опір практично дорівнює нулю через те, що в

кожній половині його обмотки (верхній і нижній) робочі струми, а отже, і магнітні поля мають протилежний напрямок.

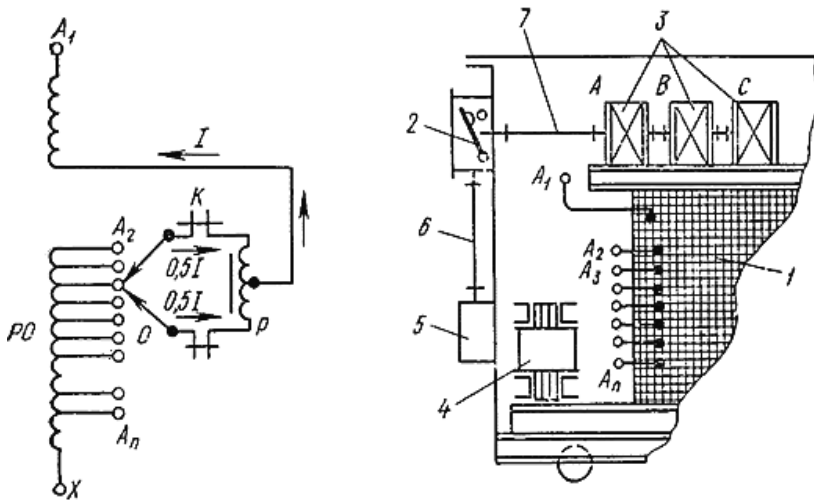


Рисунок 8.5 – Пристрій перемикання РПН зі струмообмежувальним реактором:

a – електрична схема (однієї фази), *б* – розміщення в трансформаторі пристрою РПН типу РНТ-13-625 / 35

Розміщення частин трифазного пристрою перемикання РПН типу РНТ-13-625/35 в трансформаторі показано на рис. 8.5, б. Однофазні обирачі 3 відгалужень фаз А, В і С обмоток 1, і реактор 4 встановлені на ярових балках. Обирачі з'єднані між собою паперово-бакелітовими трубками, а з контактором – сталевим валом 7. Контактна система обирачів працює без розриву кола струму, їх контакти не обгорають при перемиканні, тому обирачі розташовані в баку разом з активною частиною. Дія контакторів 2 супроводжується розривом струму в паралельному колі та виникненням дуги, тому контактори розміщені в окремому кожусі, заповненому трансформаторним маслом, яке не сполучається з маслом бака трансформатора. Це дозволяє проводити огляд і ремонт контактора із заміною масла без відкриття бака трансформатора. Приводний механізм розміщений

в коробці 5, що встановлена на стіні бака трансформатора. Перемикання відбувається так, що обирачі і контактори всіх фаз діють одночасно. Повний цикл перемикання з рівня на рівень відбувається за один оборот головного вертикального вала 6 тривалість перемикання близько 3 с. Такі конструкції використовуються на напругу до 35 кВ.

8.2.2 Пристрої РПН зі струмообмежувальним резистором

Конструкція і принцип роботи пристроїв РПН виконуються в залежності від схеми регулювання – з передобирачем. Варіанти схеми регулювання наведені на рис. 8.6, де зображені схеми регулювання пристроїв РПН з реверсом: з одним номіналом (+9 ступенів) *a* – варіант з 3 номіналами (+8 ступенів); *б* – варіант з 2 номіналами.

На схемах позначені:

R1, R2 – струмообмежуючі резистори;

K1н, K1ч – дугогасні контакти непарного (парного) плеча;

K2н, K2ч – допоміжні контакти непарного (парного) плеча;

K3н, K3ч – головні контакти непарного (парного) плеча;

PO – регулювальна обмотка;

OO – основна обмотка.

Зміна коефіцієнта трансформації трансформатора здійснюється контактором і обирачем, до нерухомих контактів яких приєднуються відпайки обмотки регулювання трансформатора. У процесі перемикання контакти контактора замикають і розмикають струм під навантаженням, а контакти обирача замикаються і розмикаються без розриву струму. Процес розмикання контактів контактора і обирача відбувається в установленій послідовності.

Пристрій РПН (рис. 8.7) вбудовується в бак трансформатора і складається з наступних складових частин: контактора, обирача і приводу ПДП-5Л.

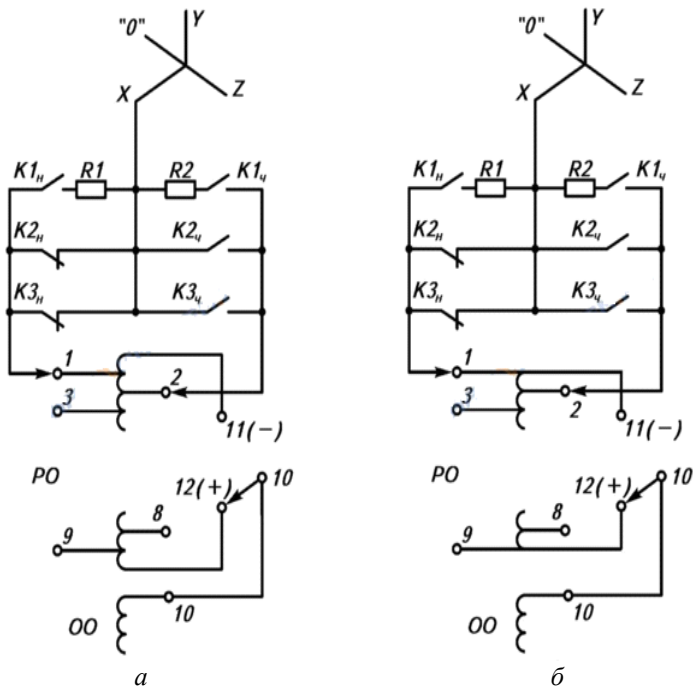


Рисунок 8.6 – Схема електрична принципова РПН зі струмообмежувальними резисторами швидкодії

Комплектно з пристроєм РПН поставляються: датчик-реле температури, захисне реле контактора; автоматичний регулятор напруги; дистанційний показчик положень. Відео для Вашого уявлення роботи РПН можна подивитись за посиланням https://www.youtube.com/watch?time_continue=241&v=IThP9TuaX48&feature=emb_logo.

Основні переваги пристроїв РПН з резисторами порівняно з пристроями з реакторами наступні: компактність – потужний громіздкий реактор замінений невеликими резисторами, поєднаними з портативним контактором; контактор, обирач і передобирач утворюють одну складальну одиницю, що спрощує встановлення пристрою в бак трансформатора; не потрібен виносний кожух для контактора; випадкова відмова в

електроживленні електроприводу під час перемикання не призведе до тривалого навантаження резисторів струмом і, як наслідок, їх пошкодження.

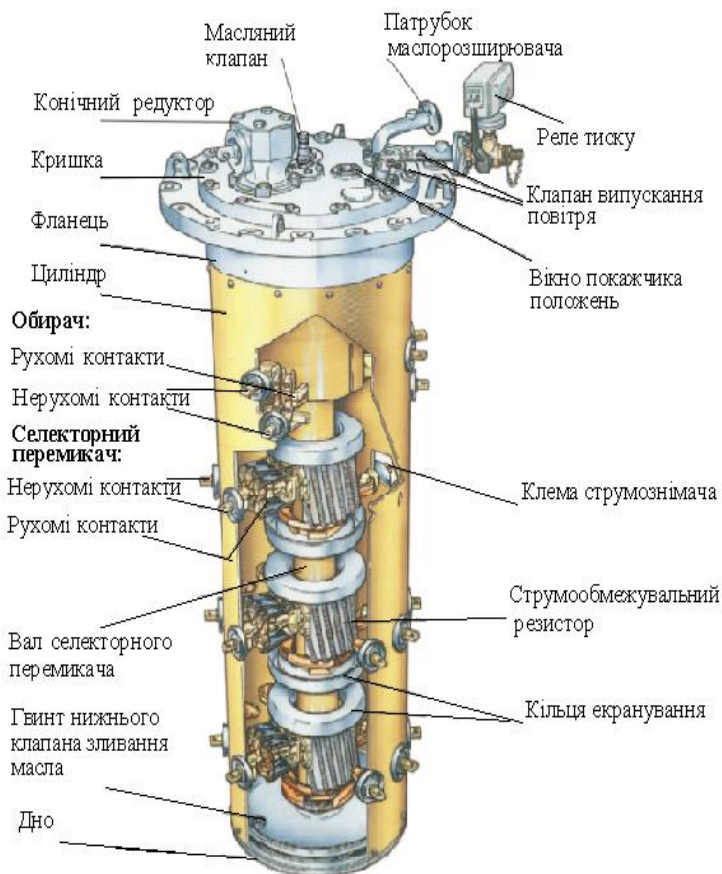


Рисунок 8.7 – Загальна структура та головні структурні елементи конструкції РПН зі струмообмежуючими резисторами

8.3 Головні структурні елементи РПН

Структура та головні структурні елементи конструкції РПН раніше було показано на рис. 8.4.

8.3.1 Схеми обирачів

Обирач використовується для перемикання ступенів обмотки (відгалужень) у безструмову паузу. Існують два види схем обирачів. По перше, – це пряма схема або схема без зсуву, яка показана на рис. 8.8, *а*. По друге, – це схема зі зсувом, яка показано на рис. 8.8, *б*. Головними перевагами цієї схеми є те, що вдвічі зростає діапазон регулювання, та знижується напруга ступенів регулювання при незмінній матеріалоемності пристрою. Для збільшення можливостей регулювання використовуються передобирачі, які можуть виконувати такі функції, як ступінь грубого регулювання (рис. 8.8, *в*) або реверсу (рис. 8.8, *г*).

До головних особливостей конструкцій передобирачів можливо віднести такі:

- конструкції контактів можуть бути ножового, ламельного та ковзного типів;
- в якості матеріалів контактів використовуються мідь або латунь;
- повинні забезпечити необхідну стійкість до теплового навантаження, механічної ерозії, термічної та динамічної стійкості до крізних струмів короткого замикання.

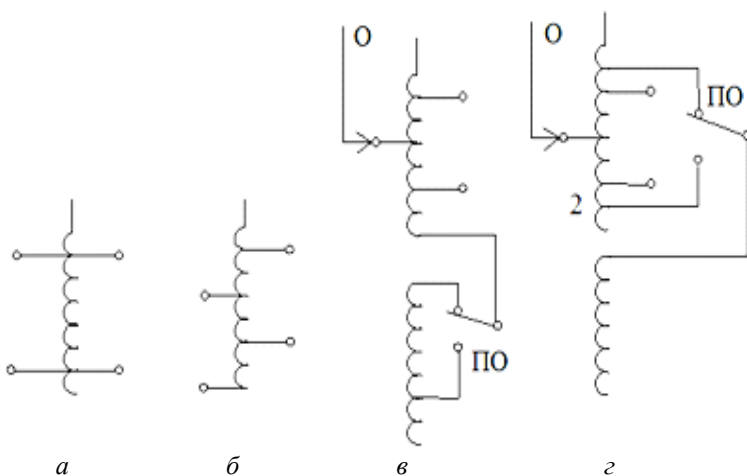


Рисунок 8.8 –Схеми обирачів (О – обирач; ПО – пере добирач)

8.3.2 Контактори

В конструкціях РПН контактори виконують комутацію електричних кіл за умови протікання електричного струму. Особливістю роботи контактора є те, що трансформаторне масло контактора ізольоване від масла у баку трансформатора для усунення забруднення та зниження ізоляційних властивостей ізоляції. По кількості струмообмежувальних резисторів розрізняють наступні види схем [62, 74, 82].

Схеми з двома резисторами, які мають два різновиди: схема Янсена, або схема типу «флаг» (назва дана за вигляд векторної діаграми спрацьовування), яка набула найбільшого використання. Її принципова електрична схема наведена на рис. 8.6. Другим різновидом є схема типу «випел». Конструктивно схеми однакові, але відрізняються послідовністю роботи контактів [62].

Схеми з одним резистором, прикладом якої є схема з трьома контактами, що представлена на рис. 8.9. Такі схеми застосовуються при роботі обирача за прямою схемою, при роботі без реверса (трансформатор працює тільки на пониження напруги, або тільки на підвищення), або у пристроях малої потужності.

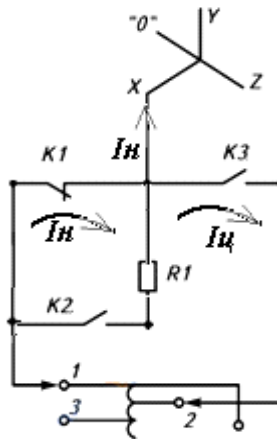


Рисунок 8.9 – Схема електрична принципова РПН з одним резистором

Схема (див. рис. 8.9) працює у такій послідовності. Початковий стан, коли живлення здійснюється від відгалуження 1, а струм навантаження I_n протікає по контактам К1. Для перемикання у безструмову паузу контакт обирача кола переходить на відгалуження 2. Далі замикається контакт К2, і розмикається контакт К1 з незначною дугою. Замикається контакт К3, і по колу відгалужень 1 та 2 протікає циркулюючий струм I_c , який обмежується резистором R1. Розмикається контакт К2 з великою дугою через розрив циркулюючого струму.

Схеми з підвищеною кількістю резисторів (4, 6, 8) застосовують для зниження потужності, що вимикається кожним контактом, у спеціальних умовах роботи обладнання, наприклад, у металургії.

Особливості конструкцій та схем контакторів є такими:

- контакти контакторів комутують великі струми, тому для струмів навантаження, більших за 320 А, використовують плоскі контакти, а на менші – лінійно-роликові контакти;

- в якості матеріалу контактів обирається мідь (для головних контактів), або металокераміка у вигляді напайок або роликів (для контактів дугогасіння);

- процес контактування здійснюється з перекошуванням контактів, що забезпечує їх зачистку та руйнування плівок поверхонь контактування та дугогасіння;

- конструктивно напайки з металокераміки можуть складатися з декількох частин. або мати канали на поверхні для скорішого виведення трансформаторного масла та збільшення швидкості замикання контактів;

- частота комутацій є високою, особливо для пристроїв, що працюють в чорній та кольоровій металургії.

Корпус контактора є несучою конструкцією механізму перемикання, до якої прикріплені основні вузли пристрою перемикання. Корпус контактора складається з наступних частин:

- бакелітового циліндра 1 (див. рис. 8.10) з контактами для під'єднання шин-відводів від обироча перемикаючого пристрою та лінійного виводу трансформатора; контакти мають отвори для вимірювання ходу натискних контактів виймальної частини контактора;

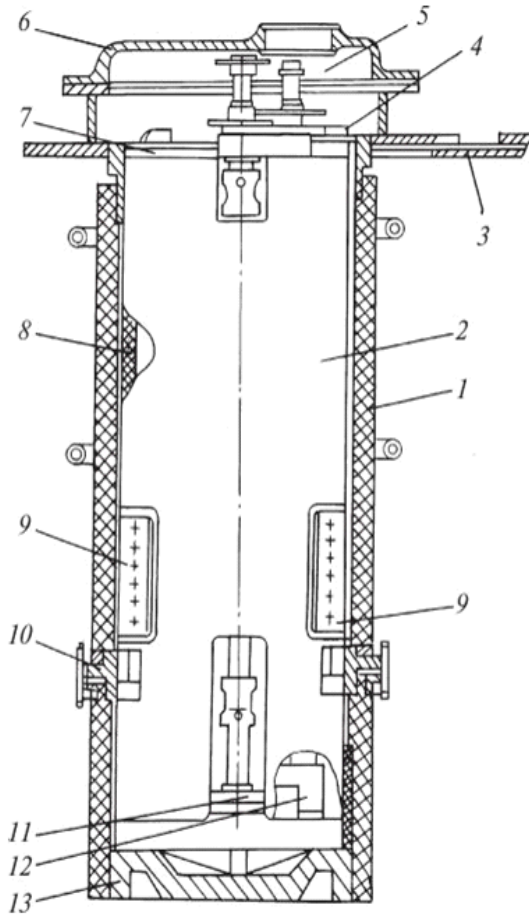


Рисунок 8.10 – Контактор пристрою перемикування:

1 – корпус (бакелітовий циліндр) контактора; 2 – виймальних частина контактора; 3 – верхній фланець; 4 – клин; 5 – покажчик положення приводного механізму; 6 – кришка корпусу контактора; 7 – сталевий верхній фланець виймальної частини; 8 – бакелітовий циліндр виймальної частини; 9 – струмообмежуючі резистори; 10 – контакти; 11 – нижній фланець виймальної частини; 12 - механізм контактора; 13 – нижній (литий) фланець корпусу контактора.

– верхнього (зварного) фланця 3, на якому розташовані (рис. 8.11): поворотний конічний редуктор 1 і патрубки 2, 3 для приєднання до розширювача контактора і для зливу масла, пристрій для фіксації механізму перемикавання, а на бічній поверхні – покажчик 4 наявності масла і пробка 5 для випуску повітря при заливці корпусу контактора маслом;

– для правильної установки виймальної частини в корпус її контактора передбачені направляючий паз 6 і шпонка;

– нижнього (литого) фланця 13 (див. рис. 8.10), на якому розташовані пробка для зливу залишків олії і два фіксуючі пальця для правильної установки виймальної частини контактора; на фланці також знаходиться пластина підпружиння, яка розвантажує бакелітову ізоляцію встановленої в корпус контактора виймальної частини;

– кришка 6 корпусу контактора (див. рис. 8.11), на якій змонтовані запобіжна мембрана 7 (див. рис. 8.11) і оглядове вікно покажчика положень 5 (див. рис. 8.10) приводного механізму контактора. Покажчик положення складається з двох дисків, що обертаються з різною швидкістю, на одному з яких нанесені цифри, а на іншому є проріз, в якій видно цифру, яка вказує положення пристрою перемикавання; під кришкою корпусу контактора конструкцією передбачено наявність повітряної подушки, яка демпфує зміну тиску в корпусі контактора при перемиканні.

У деяких конструкціях на верхньому фланці передбачені домкратні гвинти, що дозволяють опустити і закріпити пристрій РПН на активній частині при демонтажі змінної частини бака (ЗЧБ) трансформатора.

З'єднання перерахованих раніше частин виконано таким чином, що корпус контактора повністю герметизований і забезпечує повне відділення, де знаходиться масло, від масла в баку трансформатора. Ущільнення місць сполучення верхнього і нижнього фланців корпусу контактора з бакелітовим циліндром виконано кільцем з круглої формувальної гуми діаметром 6 мм. Виймальна частина 2 контактора (див. рис. 8.10) з двома механізмами контакторів збирається у вигляді блоку, що складається з наступних складальних елементів: сталевий фланець 7 у верхній частині, що несе бакелітовий циліндр 8

виймальної частини, і нижнього фланця 11. Ущільнення валу поворотного редуктора здійснюється спеціальною манжетою. Місця сполучення верхньої кришки з верхнім фланцем ущільнені прокладкою з малостійкої листової гуми.

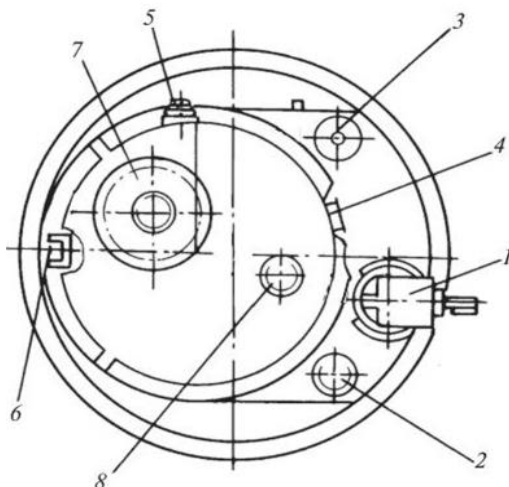
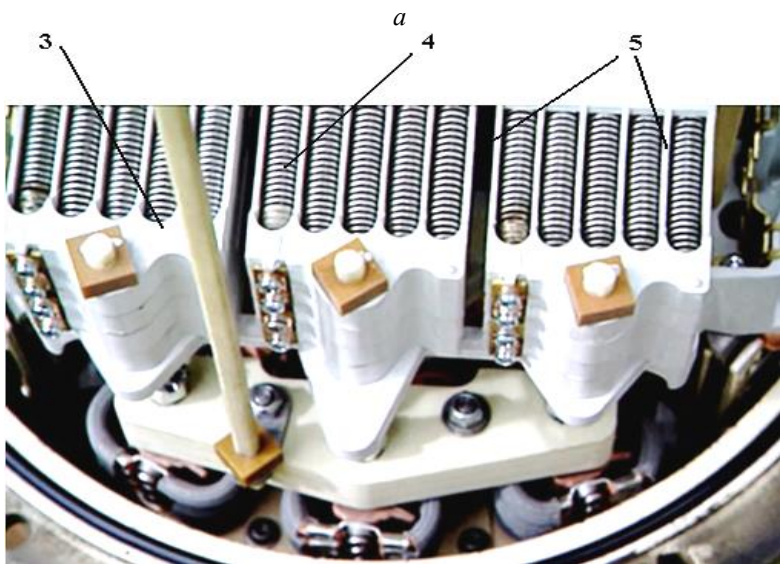
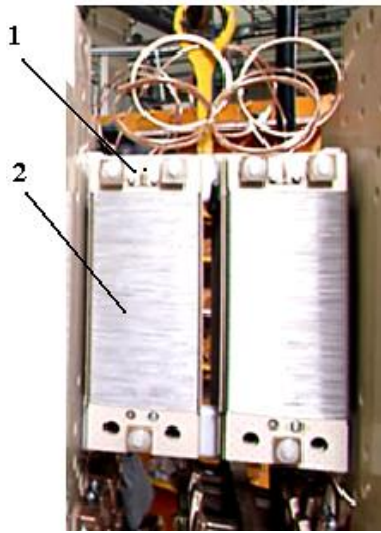


Рисунок 8.11 – Кришка корпусу контактора:

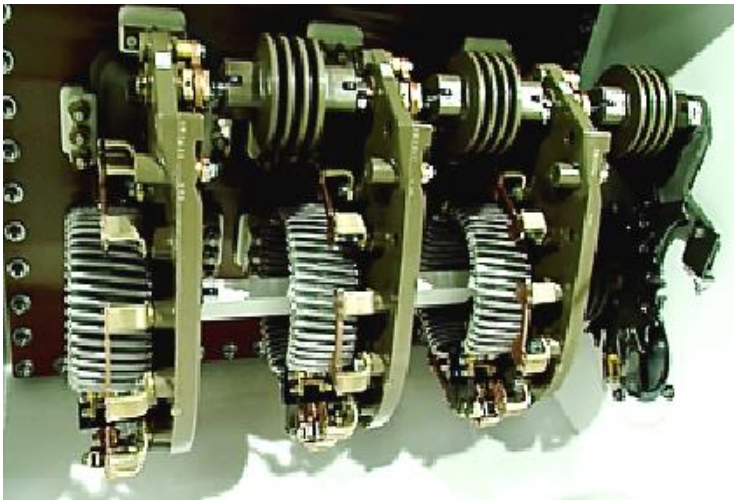
- 1 – поворотний редуктор; 2, 3 – патрубки; 4 – показчик наявності масла;
 5 – пробка для випуску повітря з контактора; 6 – направляючий паз;
 7 – мембрана запобіжна; 8 – оглядове вікно показчика положень

8.3.3 Конструкції струмообмежувальних резисторів

У конструкціях РПН резистори використовують для обмеження циркулюючого струму, і конструктивно підрозділяються на три види. По перше, – це резистори на номінальні струми від 40 А до 200 А, які виготовляються витими з дроту круглого перерізу, як показано на рис. 8.12, а. В якості матеріалу резистора використовують ніхром, наприклад, у пристроях типу РНТА. До другого виду відносяться резистори на номінальні струми (320...1250) А. Вони виготовляються витими з дроту стрічкового зрізу, як показано на рис. 8.12, б.



6



в

Рисунок 8.12 – Види та структура струмообмежувальних резисторів:

- 1 – основа; 2 – резистор; 3 – ізоляційний диск з кераміки; 4 – витки резистора;
5 – міжвиткова ізоляція з кераміки та трансформаторного масла.

Конструктивно вони виконуються у вигляді блоку, який збирається з послідовно з'єднаних модулів у вертикальній площині. В якості матеріалу резистора використовують ніхром, наприклад, у пристроях типу РНТА. Головними перевагами такої конструкції є краще охолодження і мінімальна маса.

Третій вид утворюють резистори на номінальні струми 2000А та більше. Вони виготовляються з ніхрому у вигляді гофрованої пластини або стрічки, що має вигляд дуги, як показано на рис. 8.12, в.

8.3.4 Механізм швидкодії

Цей механізм розташовано над контактором у верхній частині пристрою і складається з таких функційних блоків: редуктора, системи важелів, механізму повільного розчеплення та перемикаючих пружин. Процес перемикання з одного відгалуження на інше відгалуження здійснюється у наступній

послідовності. Вмикається приводний електродвигун і починають перемикатися контакти обирача безструмового плеча схеми. Одночасно за допомогою редуктора та системи важелів зводяться комуючі пружини. Після того, як закінчиться перемикання обирача, спрацьовує механізм повільного розчеплення, і під дією пружини контактор комує коло навантаження, перемикає живлення на інше відгалуження обмотки трансформатора, яке підготував обирач.

8.3.5 Привод пристрою типу РНОА

Принцип дії приводу, показаного на рис. 8.4, є наступним. Від приводного механізму 1, що розташований у шафі керування, обертання передається механізму перемикання через кінематичну передачу, що складається з кутового редуктора 4 та поворотного редуктора 6, шарнірів і валів з'єднання 3 та 5. Ізоляційний вал забезпечує розв'язку потенціалів між приводом (нульовий потенціал) та контактами РПН. Шарнірні муфти компенсують незначні перекоси та зміщення з'єднувальних валів. Ноніусна муфта 2 призначена для налагодження правильного з'єднання приводу з механізмом перемикання. Для захисту перемикаючого пристрою від пошкоджень при неправильній роботі (перемикання в режимі КЗ, пошкодження ізоляції і т.і.) передбачена установка між корпусом контактора і розширювачем контактора захисного реле, а на кришці контактора – запобіжної мембрани, обирач захищається газовим реле трансформатора.

За допомогою тяги зводиться пружина механізму швидкодії приводу контактора. Одночасно через вал і мальтійську передачу (рис. 8.13) обирач встановлює відповідну контактну систему у необхідне положення для подальшого перемикання кола контактором. Особливістю мальтійської передачі є те, що при обертанні ведучого кулачка, що розташовано на валу перемикача (див. рис. 8.7), вєдома мальтійська шестерня повертається на один зуб. Кількість зубів шестерні відповідає кількості відпайок обмотки трансформатора та відповідно кількості положень обирача. При обертанні вала перемикача (див. рис. 8.7) рухомі контакти ковзають по струмознімальним кільцям, розташованим на гетинаксовій стійці, що кріпиться до фланця валу.

Центральний вал конструктивно виконаний як «вал до валу». Зовнішній вал пересуває верхній конгактотримач, а внутрішній – нижній. На верхніх кінцях валів (див. рис. 8.12) закріплені мальтійські шестерні 1, за допомогою яких проваджується пересування одного з рухомих контактів на певний кут за одне перемикання, а також фіксація рухомого контакту на нерухомому в робочому положенні. Конструктивно на обирачі передбачений механічний упор, який запобігає неправильній роботі механізму перемикання, тобто після закінчення перемикання зупиняє його роботу. Поводок 2 мальтійських шестерень пов'язаний з приводною шестернею нежорстко, а через муфту вільного ходу 3, яка забезпечує перемикання контактора при перемиканні на попереднє положення без попереднього переведу ламелей обирача. Це необхідно при поверненні на одну ступінь регульовальної обмотки проти ходу попереднього перемикання.

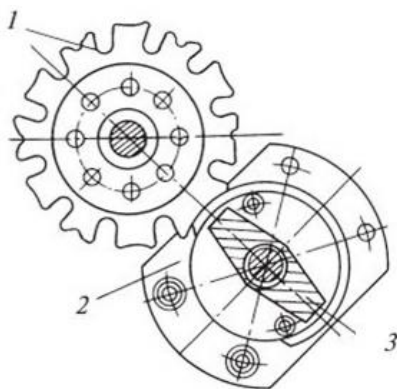


Рисунок 8.13 – Вузол мальтійських шестерен приводу пристрою типу РНОА:

1 – мальтійська шестерня; 2 – поводок мальтійської шестерні; 3 – муфта вільного ходу.

Відео для Вашого уявлення роботи приводу РПН можна подивитись https://www.youtube.com/watch?time_continue=7&v=AUYLxqfi6uM&feature=emb_logo

8.4 Спеціальні схеми РПН

Головне призначення спеціальних схем РПН – це полегшення умов роботи контактних систем під час експлуатації. Існують такі різновиди спеціальних схем РПН.

Першим різновидом є схеми з реакторами, які підмагнічуються постійним струмом. Вони використовуються в окремих випадках і не отримали широкого застосування.

Другим різновидом є пристрої форсованого дугогасіння з використанням вакуумних ПД (рис. 8.14). До особливостей таких конструкцій можливо віднести такі:

- кількість контактів дугогасіння мінімальна;
- відсутність забруднення трансформаторного масла дугою;
- внаслідок використання вакуумних ПД виникає явище зрізу струму, яке призводить до підвищення комутаційних перенапруг;

- вакуумні ПД вмикаються у коло комутації тільки на час комутації тому, що мають низьку імпульсну електричну міцність та підвищений перехідний опір у замкнутому стані (рис. 8.15).

Третім різновидом є схеми з використанням тиристорних модулів у якості контактів дугогасіння (гібридні апарати). У таких схемах у конструкціях модулів використовують як одноопераційні тиристири, що підключаються за схемою бівентилів, так і симистори. Головним недоліком симисторів є їх обмежені параметри за струмом і напругою. До особливостей таких конструкцій можливо віднести такі:

- для підвищення напруги та струму, що комутуються, тиристорні модулі вмикаються відповідно послідовно, або паралельно;

- тиристорні модулі працюють тільки у момент комутації струму для зниження втрат у колі комутації при тривалому протіканні струму;

- при відмові тиристорного блоку контактор забезпечує задану кількість комутацій з гасінням електричної дуги у трансформаторному маслі контактора;

- система керування тиристорами вмикається за допомогою блок-контактів, які механічно з'єднані з механізмом контактора.

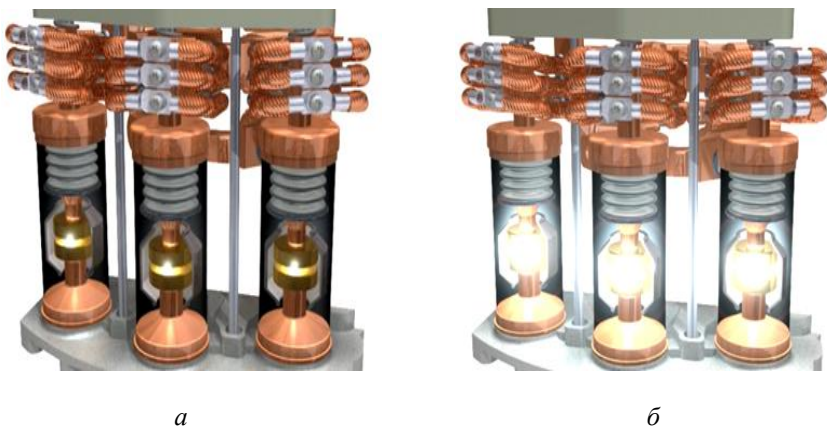


Рисунок 8.14 – Процес комутації контактами в колбах вакуумного контактора:

a – початок розмікання контактів; *б* – це процес гасіння дуги в вакуумній камері.



Рисунок 8.15 – Вузол контактора вакуумного пристрою перемикання

Існують два види схем на базі тиристорних модулів. По перше, – це схеми зі струмообмежувальними резисторами. Вони

аналогічні контакторним схемам (див. рис. 8.6), тільки замість контактів дугогасіння використовують тиристорні модулі.

Перевагою зазначених схем є те, що при відмові тиристорів відсутнє коротке замикання, та далі працює контактор. Недоліком схеми є ускладнення кінематики пристрою. Такі схеми виконуються на базі контакторних РПН з додаванням тиристорного блоку. Габаритні розміри пристрою практично не збільшуються. По друге, – це схеми без струмообмежувальних резисторів. Приклад такої схеми показано на рис. 8.16.

Перевагою такої схеми є простота конструкції та низька швидкодія кінематики.

До недоліків можливо віднести такі:

- можливість виникнення короткого замикання при відмові пристрою, для усунення якого здійснюється захист за допомогою швидкодіючих запобіжників;

- на тиристорах відновлюється повна номінальна напруга мережі, що потребує збільшення кількості тиристорів;

- в умовах індуктивного навантаження виникають комутаційні перенапруги, що потребує відповідного захисту.

Для керування тиристорами використовують такі засоби:

- з короткочасним розривом кола навантаження. Послідовність процесу комутації така (див. рис. 8.16): вимикається сигнал керування з модулю VS_A , подається сигнал керування на модуль VS_B . Недоліком цього засобу є короткочасна (до 10 мс) перерва в електропостачанні;

- з короткочасним коротким замиканням (до 10 мс) ступеню регулювання. Недоліком такої схеми є ускладнення системи керування, а перевагою – полегшення умов роботи тиристорів. Використовують такі схеми в умовах, коли важко забезпечити якісне обслуговування в умовах експлуатації (сільське господарство, важко досяжні об'єкти тощо).

Розробка тиристорних регуляторів трансформаторів дозволить підвищити якість напруги, скоротити час компенсації відхилення напруги на вторинній обмотці трансформатора [16]. Принципова особливість такого регулятора (див. рис. 8.17) полягає в тому, що в схемі відсутній реактор. Схема такого регулятора зібрана з двох тиристорних ключів VS_1 і VS_2 , а також датчиків струму (ДТ) і напруги (ДН) і системи керування СК.

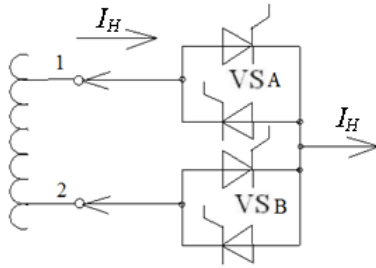


Рисунок 8.16 – Схема електрична принципова РПН трансформатора без струмообмежувальних резисторів

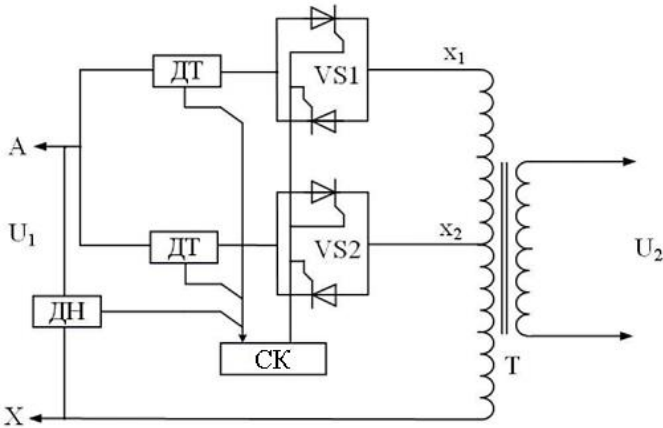


Рисунок 8.17 – Схема електрична принципова РПН трансформатора без струмообмежувального реактора з залежним від струмів і напруги способом перемикування тиристорів

Датчики струму задають напрямки струмів, що протікають у відгалуженнях первинної обмотки, датчик напруги задає полярність напруги, прикладеної до первинної обмотки трансформатора. Тим самим виключається можливість протікання циркулюючого струму і струму короткого замикання в контурі $VS1-x_1-x_2-VS2-VS1$, виключається можливість падіння робочого струму до нуля. Подібне схемне рішення може бути виконано і для трифазного тиристорного регулятора.

Особливістю роботи тиристорів у схемах з тиристорними модулями є яскраво виражений циклічний режим роботи тиристорів. В цих умовах найбільш ефективними є тиристири таблеточної конструкції. Широке регулювання напруги на стороні первинної обмотки можливо при установці регулюючої апаратури, однак при цьому ускладнюються конструкції обмоток трифазного трансформатора, збільшуються розміри його магнітної системи. Все це призводить до подорожчання конструкції трансформатора в цілому.

8.5 Привод пристрою типу РНТА-35/1000

Кінематична схема такого приводу показана на рис. 8.18. Принцип дії приводу такий. Приводний двигун, що розташовано у шафі керування 1 через систему валів 2, поворотні редуктори 3 та ізоляційну тягу 4 подає обертовий момент на редуктор 7. Ізоляційний вал забезпечує розв'язку потенціалів між приводом (нульовий потенціал) та контактами РПН. За допомогою тяги 6 зводиться пружина механізму швидкодії приводу контактора. Одночасно через вал 8 і мальтійську передачу 9 обирач встановлює відповідну контактну систему у необхідне положення для подальшого перемикання кола контактором. Особливістю мальтійської передачі є те, що при обертанні ведучого кулачка, що розташовано на валу 8, ведома мальтійська шестерня повертається на один зуб. Кількість зубців шестерні відповідає кількості відпайок обмотки трансформатора и відповідно кількості положень обирача.

8.6 Запитання для самоконтролю

- 8.6.1. Які найбільші робочі напруги електричних мереж?
- 8.6.2. Які найменші робочі напруги електричних мереж?
- 8.6.3. Дайте класифікацію пристроїв регулювання напруги.
- 8.6.4. Яка приблизно величина втрати напруги при одній трансформації?

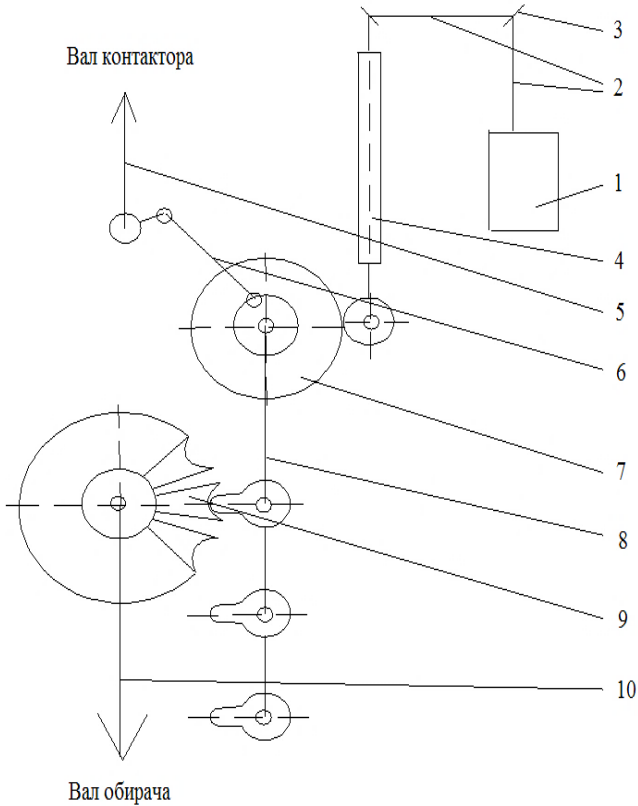


Рисунок 8.18 – Кінематична схема привода пристрою типу РНТА

1 – шафа керування; 2 – вали привода; 3 – поворотні редуктори; 4 – ізоляційний вал; 5 – вал контактора; 6 – тяга привода контактора; 7 – головний редуктор; 8 - проміжний вал; 9 – мальтійська передача; 10 – вал обирача.

8.6.5. Зобразіть принципову схему трансформатора з РПН і поясніть принцип роботи.

8.6.6. Зобразіть принципову схему трансформатора з ПБЗ. Який діапазон регулювання напруги у трансформаторів з ПБЗ і РПН?

8.6.7. В якій обмотці і в яких її частинах встановлюється РПН у трансформаторів і автотрансформаторів?

8.6.8. У яких випадках для регулювання напруги застосовуються регулювальні трансформатори?

8.6.9. Як вибирається необхідне регулювальне відгалуження?

8.6.10. Які принципи регулювання напруги використовуються в місцевих розподільних мережах?

8.6.11. Сформулюйте принцип зустрічного регулювання напруги.

8.6.12. Які засоби місцевого регулювання напруги застосовуються в місцевих розподільних мережах?

8.6.13. Сформулюйте мету регулювання напруги в районних електричних мережах.

8.6.14. Яка основна задача вирішується при регулюванні напруги в системоутворюючих мережах?

9 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Для підвищення ефективності розробки, проектування і розміщення електричних підстанцій та інших електроенергетичних об'єктів на класи напруги (6...35) кВ зручно мати стандартні фрагменти електричних схем у вигляді окремих комірок, що виготовлені у заводських умовах. Такі блоки, зручні для монтажу на місці експлуатації мають назву комплектні розподільні пристрої (КРП), тобто це електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, допоміжні пристрої релейного захисту і автоматики (РЗ і А), також засоби обліку і вимірювання. Отож, КРП – це сукупність апаратів, яка забезпечує функції комутації, розподілу, захисту, вимірювання та керування потоками електричної енергії. Комплектні розподільні пристрої високої напруги (англ. factory-assembled high-voltage switch-gears) – призначені для прийому і розподілу електричної енергії, а також для керування електроприймачами та захисту електричних мереж від аварійних режимів [36, 51].

Головні переваги КРП – це прискорення вводу нових потужностей, підвищення надійності, підвищення безпеки обслуговування, зниження площі, об'єму та вартості КРП, автоматизація процесу виготовлення. Для зменшення перерви в електропостачанні комірка КРП виконується з рухомим елементом, на якому розташовано вимикач або інше обладнання.

Якщо все або основне обладнання РП розташоване на відкритому просторі, то воно називається відкритим (ВРП), або при його розташуванні в приміщенні – закритим (ЗРП). Розподільний пристрій, що складається з повністю або частково закритих шаф і блоків із вбудованими в них апаратами, пристроями захисту та автоматики, що поставляється в складеному або повністю підготовленому для складання вигляді називають комплексним і позначають для внутрішньої установки КРП, а для зовнішньої – КРПЗ.

У КРП використовуються такі види ізоляції:

– тверда ізоляція, головними недоліками якої є те, що неоднорідність ізоляційного матеріалу веде до підвищення

напруженості поля E , як наслідок, інтенсивності ЧР, а також ускладнення технології виготовлення. Тому тверди ізоляційні конструкції використовують на класи напруги до 35 кВ включно;

- трансформаторне масло, головними недоліками якого є підвищена кількість масла, нестабільність його параметрів в експлуатації, що потребує постійного контролю та регенерації, вибухо- та пожеже небезпечність. Використання інших ізоляційних рідин дуже вартісне, і практичного використання в конструкціях КРП не отримало;

- використання газової ізоляції з підвищеним тиском, головними перевагами якої є те, що вона не старіє в експлуатації, однорідна у своїх властивостях, вибухо- та пожеже безпечна.

Тому можна відризнати відповідно до типу головної ізоляції всі КРП з повітряною ізоляцією та з елегазом з надмірним тиском (КРПЕ) [20, 23, 28, 29, 66].

Застосування КРП (КРПЕ) дає значне спрощення будівельної частини електроустановок, прискорює їх монтаж, спрощує експлуатацію і підвищує надійність. Вони отримали широке поширення в електроустановках різного призначення, навіть на напругу до 800 кВ. Комплектні розподільні пристрої напругою до 35 кВ мають повітряну або елегазову ізоляцію, напругою 110 - 800 кВ – лише елегазову ізоляцію.

КРП на напругу 10 (6) кВ мають два принципово різних конструктивних виконання, а саме КРП висувного типу, в яких силовий вимикач з приводом розташовується на елементі викочування, і КРУ стаціонарного типу, в яких вимикач і привод встановлюються стаціонарно. КРП висувного типу виготовляються з візком викочування, що переміщується безпосередньо по підлозі ЗРУ і касетного типу – модуль викочується на сервісному візку.

Основними достоїнствами викатних КРП є:

- можливість швидкої заміни вимикача резервним, встановленим на візку;

- компактність пристроїв, так як замість роз'єднувачів застосовуються спеціальні контакти штепсельного типу;

- локалізаційні властивості при виникненні внутрішніх пошкоджень;

- захист струмоведучих частин від дотику і забруднення (запилення), можливість виготовлення шаф зі ступенем захисту аж до IP 64;

- застосування на максимальні параметри: номінальний струм до 4000 А, струм відключення до 60 кА.

За умовою обслуговування КРП діляться на:

- одностороннього обслуговування - встановлюються притулившись до стіни;

- двостороннього обслуговування - встановлюються з проходами з фасадної і тильної сторони;

- з можливістю одностороннього і двостороннього обслуговування.

- КРП з повітряною ізоляцією для напруги 10 (6) і 35 кВ комплектуються вакуумними або елегазовими вимикачами.

9.1 Пристрої КРП

Як вже було раніше зазначено, розрізняють два види комірок КРП, тобто комірки для внутрішнього розміщення (КРП) та для зовнішнього розміщення (КРПЗ), які в свою чергу мають два виконання:

- з коридором керування (в такому випадку в конструкціях передбачено, що задні стінки декількох комірок розподільного пристрою створюють стінки загального пристрою, а фасади шаф знаходяться у коридорі керування з дверима та дахом. В цьому випадку рухомий елемент у ремонтному положенні знаходиться у металевому корпусі і захищений від негативного впливу оточуючого середовища);

- без коридору керування (в цьому випадку технічне обслуговування виконується тільки при гарній погоді, або при розміщенні у тимчасовому прикритті).

Електрична схема КРП має дві складових: головні кола та допоміжні кола. В залежності від електричних схем головних кіл комірки поділяються на наступні види: з вимикачами, наприклад, вводи; лінії живлення, що відходять, секційний вимикач; з вимірювальними трансформаторами напруги; з силовими трансформаторами; зі статичними конденсаторами тощо. Для різних видів комірок існують сітки схем головних кіл, кількість

яких має до 60 найменувань. Головним елементом, що визначає технічні дані та конструкцію комірки, є вимикач. Найбільш широке використання отримали вимикачі: вакуумні (ВВ, ВВ/TEL, ВВ/TL), маломасляні (ВК, ВКЕ), електромагнітні (ВЕ) та елегазові [57, 64, 71, 72, 76].

Крім головних кіл існують схеми допоміжних кіл, які виконують такі функції, як релейний захист, керування та сигналізацію, вимірювання, блокування та таке інше.

Пристрої допоміжних кіл поділяються на такі групи [69, 70]:

- пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) з використанням електромеханічних реле, головними недоліками яких є підвищені габарити, недостатня надійність електромеханічних реле під впливом вібрацій, забруднення, підвищена потужність, що споживається, тощо, але ж головною перевагою РЗА є низька собівартість;

- напівпровідникові пристрої на інтегральних мікросхемах, наприклад, типу ЯРЕ 2201, особливостями конструкцій яких є живлення від джерела постійного струму, а також конструктивна особливість, що вони можуть складатися з окремих плат, які за допомогою штепсельних роз'ємів закріплені у спеціальній касеті. Це дає можливість замовнику набором плат зробити різні схеми пристрою. До того ж окрім систем на постійному оперативному струмі певний об'єм мають конструкції на змінному оперативному струмі (ПРЗА). В сучасному виробництві КРП такі системи вже майже не використовують;

- мікропроцесорні системи різної модифікації.

Основа комірки КРП – це сталевий каркас зі сталевими стінками та перегородкам, що забезпечують локалізацію електричної дуги у випадку її виникнення внаслідок аварії. До нього закріплюється обладнання електричного кола. Комірка шафи поділяється на чотири функціональні відсіки, як показано на рис. 9.1:

Особливостями відсіку А (головні кола), у якому розміщуються збірні шини є такі:

- при виникненні дуги на шинах, вона під впливом електродинамічних зусиль переміщується вздовж шин з великою швидкістю, а задля усунення аврійних ситуацій використовуються шини з елементами твердої ізоляції у вигляді

склотканини, яка покрита епоксидною смолою і намотується на прямолінійний відрізок шини;

- В – відсік апарату (головні кола);
- С – відсік приєднання (головні кола);
- D – відсік допоміжних кіл (кола низької напруги);

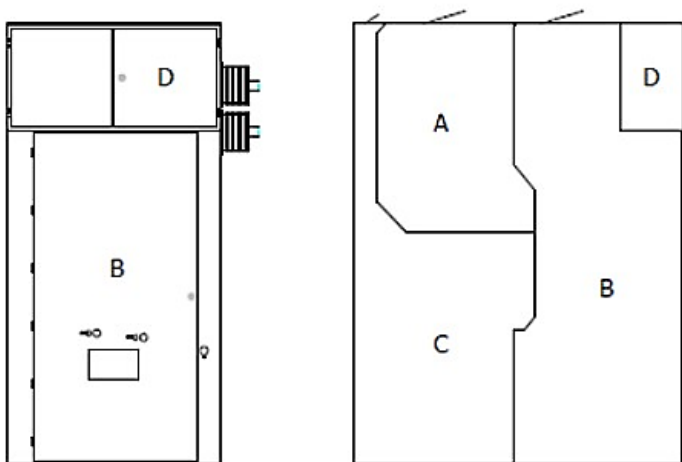


Рисунок 9.1 – Структура комірки КРП, виконана у вигляді шафи, поділеною на чотири функціональних відсіки:

- A – відсік збірних шин (головні кола); B – відсік апарату (головні кола);
- C – відсік приєднання (головні кола);
- D – відсік допоміжних кіл (кола низької напруги).

– в якості матеріалу шин використовують алюміній, а мідь. зазвичай, використовують для великих струмів та тропічного виконання;

– площа перерізу шин є прямокутною з округленими кутами або округла (на напругу 35 кВ).

Особливостями відсіку B, де розміщується висувна частина з вимикачем, є такі:

– в ньому розташована висувна частина, на якій розміщено вимикач зі штепсельними роз'ємами (втичні роз'єднувачі), або

інші елементи. Види вимикачів: вакуумні, елегазові, маломасляні, електромагнітні, вимикачі навантаження, вакуумні контактори та інші;

– гази, які виходять з вимикача, або виникають внаслідок внутрішнього к.з., мають вільний вихід в атмосферу за допомогою спеціальних газоходів та захисних клапанів;

– для зменшення небезпечності вибуху усі допоміжні системи винесені у інші відсіки;

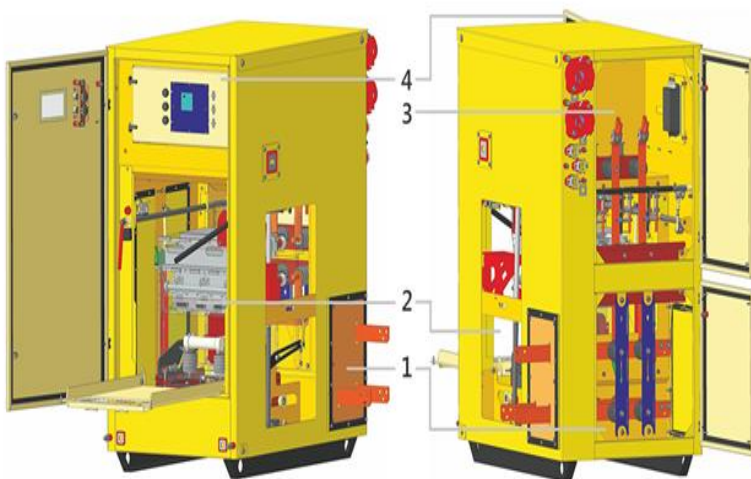


Рисунок 9.2 – Структура комірки КРП, виконана у вигляді шафи, поділеної на чотири функціональні відсіки:

1 – відсік збірних шин (головні кола); 2 – відсік апарату (головні кола);

3 – відсік приєднання (високої напруги, головних кіл);

4 – відсік допоміжних кіл (релейний відсік кола низької напруги).

– для усунення деформацій та руйнування стін комірки через надмірний тиск використовуються пружинні клапани зниження тиску;

– вимикач встановлено на висувній частині, яка дозволяє висувати його разом з приводом із шафи, підключення вимикача в коло здійснюється за допомогою втичних роз'єднувачів.

Комплектні розподільні пристрої (КРП) внутрішньої установки складаються з окремих частин із вбудованими силовими апаратами, приладами вимірювання, релейного захисту та автоматики, керування і сигналізації, які з'єднуються між собою відповідно до схем електричних ланцюгів. Конструктивно ці частини КРП складаються з окремих виділених відсіків, які розділені між собою металевими перегородками. Як було зазначено раніше, це – відсік елемента викочування, відсік збірних шин, відсік вводу-виводу, відсік релейного захисту та автоматики.

Відокремлення відсіків сприяє локалізації коротких замикань і перешкоджає розвитку аварії. Обслуговування КРП проводиться з фасаду і тильного боку. У відсіку елемента викочування розташовано візок, на якій можуть бути встановлені силовий вимикач, трансформатор напруги, трансформатор власних потреб, запобіжники та інші, тобто елементи відповідно до схеми головних кіл (рис. 9.6). Елемент викочування завжди має два фіксованих положення: робоче та контрольне. Ремонтне положення елемента викочування розташовується поза відсіком. Безпечна робота у відсіку елемента викочування забезпечується захисними шторками, які при викочуванні візка в ремонтне положення автоматично закриваються, при цьому закриваючи доступ до нерухомих контактів, що знаходяться під напругою. Відсік збірних шин має збірні шини, закріплені на опорних ізоляторах. Відсік вводу-виводу призначений для підключення до КРП кабельного або шинного вводу і трансформаторів струму нульової послідовності. Відсік релейного захисту та автоматики розташований у верхній частині секції у вигляді шафи, де на монтажній панелі вмонтовані допоміжні пристрої релейного захисту, клеми, нагрівальний елемент, проміжні реле, реле часу і т. і. Апаратура необхідна для функціонування схемних рішень релейного захисту та вторинної комутації. На фасаді релейного відсіку встановлюються мікропроцесорні пристрої релейного захисту, ключі керування, лампи сигналізації, блінкер, електровимірювальні прилади, тощо.

У конструкціях КРП завжди передбачено блокування механізму викочування, що запобігає викочуванню висувної

частини при замкнених контактах вимикача. При цьому висувна частина має три положення:

а) робоче положення, коли роз'єднувачі ввімкнені;

б) проміжне положення, коли роз'єднувачі вимкнені, але кола вторинної комутації та керування приводом увімкнені, ізоляційні шторки закриті; кола керування підключаються за допомогою роз'ємних з'єднань.

в) вимкнене положення, коли всі кола вимкнені, і вимикач може бути виведений з комірки для ремонту.

Замість вимикача на висувній частині КРП можуть встановлюватися інші апарати, наприклад трансформатор напруги, реактор, запобіжники тощо. Висувні комплектні розподільні пристрої мають конструкцію броньованого типу і складаються з чотирьох ізольованих відсіків (рис. 9.3): відсіку висувного блоку (вимикача), відсіку збірних шин, відсіку силового кабелю і відсіку вторинних кіл. Відсіки розділені між собою металевими перегородками. З'єднання струмопровідних елементів первинного кола виконується через прохідні ізолятори. КРП комплектуються вакуумними або елегазовими вимикачами різних виробників на напругу до 35 кВ.

Висувний елемент в КРП має три положення:

– робоче положення, коли візок (модуль) з комутаційним апаратом знаходиться в шафі, і втичні контакти силових і вторинних кіл замкнені;

– випробувальне положення, коли візок (модуль) з комутаційним апаратом знаходиться в шафі, втичні контакти силового кола розімкнені, і при цьому забезпечується безпечний ізоляційний проміжок, а вторинні кола є замкнені;

– ремонтне положення, коли візок знаходиться поза шафи. Сучасні КРУ, як правило, виготовляються касетного типу, тому в ремонтному положенні модуль з комутаційним апаратом встановлюється на сервісний візок (рис. 9.4). Така конструкція дозволяє експлуатувати КРП тільки з фасаду (одностороннє обслуговування) і розміщувати кілька (до 12) силових високовольтних одножильних кабелів великого (до 600 мм²) перетину.

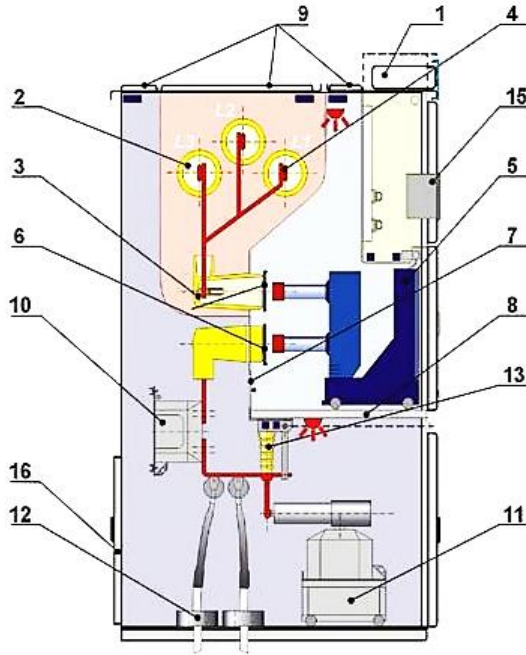



Рисунок 9.3 – Шафа комплектного розподільного пристрою висувного виконання:

- 1 – блок вторинних ланцюгів і оперативних шин; 2 – прохідний ізолятор збірних шин; 3 – прохідний стиковий ізолятор; 4 – збірні шини; 5 – висувний елемент;
- 6 – рухливі металеві шторки; 7 – з’ємна ремонтна пластина;
- 8 – опорна плита (легкоз’ємна перегородка); 9 – вихлопні клапани;
- 10 – трансформатори струму; 11 – трансформатори напруги;
- 12 – трансформатори струму ТЗНП; 13 – заземлювач;
- 14 – пристрій мікропроцесорного захисту; 15 – задні двері;
-  – оптичний датчик

В КРП, що виготовляються з урахуванням міжнародних вимог з безпеки передбачаються:

– захисні двері силового модуля, при цьому переміщення модуля всередині шафи (робоче – випробувальне положення) здійснюється при закритих дверях за допомогою ручного або моторного приводу. Двері блокується на відкриття до переміщення блоку в контрольне положення;

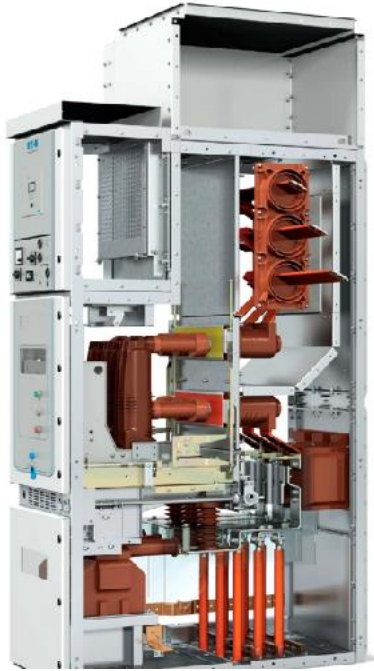


Рисунок 9.4 – КРУ 10 кВ с вакуумним вимикачем.
Модуль з комутаційним апаратом встановлюється на сервісний візок

- блокування відсіку силового кабелю, яке забороняє відкриття дверей без заземлення приєднання, працює спільно з пристроєм контролю напруги на приєднання (не передбачена чинними нормативними актами);
- індикатори наявності напруги на лінії, збірних шинах (не передбачені діючими нормативними актами);
- дуговий захист клапанного типу.

КРП на напругу 35 кВ через велику вагу вимикача виготовляються на візку викочування (рис. 9.5). Така конструкція традиційно збереглася в деяких КРП (КРПН) 10 кВ, в яких встановлювалися масляні вимикачі, та які мають велику вагу. Відео для Вашого уявлення конструкції https://www.youtube.com/watch?time_continue=21&v=RxO8J0hRI3c&feature=emb_logo.



Рисунок 9.5 – Елемент викочування КРП

9.2 Комплектні елегазові розподільні пристрої

Найбільш ефективною газовою сумішшю для забезпечення є елегаз, головними перевагами якого є те, що його електрична міцність у 3 рази вище, а можливості дугогасіння у 4 рази вище, ніж у повітря. Недоліками елегазу є підвищена собівартість та можливість конденсації при низьких температурах.

З урахуванням цього до головних переваг КРПЕ можливо віднести те, що вони дозволяють отримати суттєве зменшення площі КРПЕ. Наприклад, на клас напруги 500 кВ КРПЕ займає площу у 30 разів меншу, ніж відкритий розподільний пристрій (ВРП); компактність КРПЕ дозволяє виготовляти закритий розподільний пристрій (ЗРП), що знижує дію негативних чинників (опади, пил, агресивні гази та ін.); використання ЗРП усуває негативний вплив низьких температур. З урахування цього пристрої КРПЕ використовують на класи напруг 110 кВ та вище.

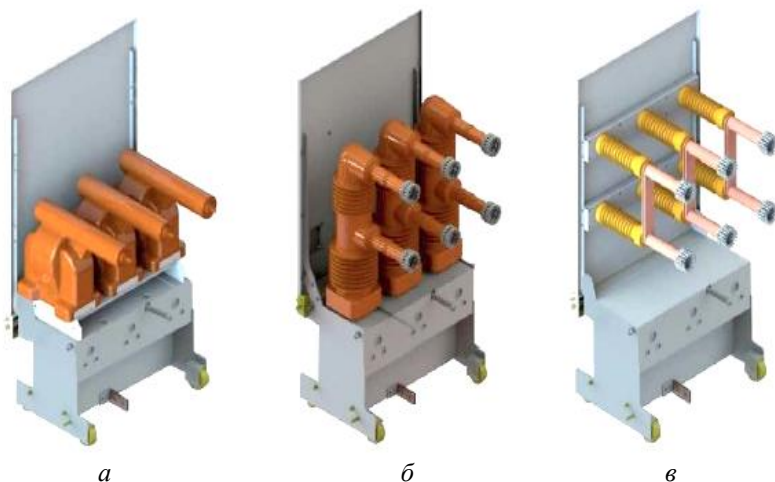


Рисунок 9.6 – Елементи викочування:

а – з трансформатором напруги; *б* – з силовим вимикачем; *в* – з шинною перемичкою.

9.2.1 Призначення та класифікація КРПЕ

КРПЕ – це сукупність комутаційних, вимірювальних та інших апаратів та пристроїв, які встановлені у герметичну металеву оболонку, що заповнена елегазом [4, 6]. Кожен апарат розташований у особистій металевій оболонці циліндричної або кульової форми. Для з'єднання окремих елементів використовують фланці, роз'ємні контакти та утілення. Для виготовлення оболонок використовують сплави на основі алюмінію або сталі (рис. 9.7).

КРПЕ класифікують за такими ознаками:

- за номінальною напругою розрізняють: пристрої на 110 кВ, 220 кВ, 330 кВ та 500 кВ;
- за призначенням існують лінійна секція (Л), з трансформатором напруги (ТН), секційна (С), шиноз'єднувальна (Ш) тощо;
- за кількістю полюсів збірних шин у одному елементі є однофазні та трифазні системи;

- за кількістю систем збірних шин є з однією або двома системами;
- за розміщенням вимикача розрізняють:
 - а) горизонтальне розміщення, коли всі інші елементи комірки розташовані над, під або поруч з вимикачем;
 - б) вертикальне розміщення, коли всі елементи розміщені біля вимикача;
- за видом зовнішніх з'єднань розрізняють: з кабельним вводом, з повітряним вводом, зі струмопроводом;
- за взаємним розміщенням полюсів комірок розрізняють на продольне, поперечне та комбіноване розміщення;
- за родом розміщення.

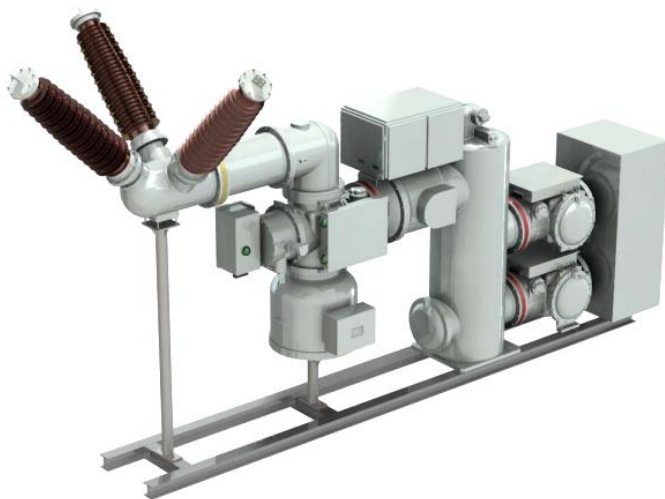


Рисунок 9.7 – Структура комірки КРПЕ повітряного вводу

Комплектні розподільні пристрої з елегазової ізоляцією внутрішньої установки призначені для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах роботи в циклах АПВ, а так само для роз'єднання, або з'єднання знеструмлених кіл і, при необхідності, їх заземлення, в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц. Ці розподільні пристрої призначені для експлуатації з помірно-холодним кліматом в закритих

приміщеннях, що обігріваються (модулі повітряного вводу призначені для експлуатації в районах з помірним або холодним кліматом на відкритому повітрі) за умови, що навколишнє середовище не вибухонебезпечне, не містить агресивних газів і парів в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію. Вміст корозійно-активних агентів має відповідати типу атмосфери II по ГОСТ 15150-69. Розподільні пристрої дозволяють проводити вимірювання струму і, або напруги головного кола, а також забезпечувати захист ізоляції при перенапруженнях в колі.

9.2.2 Головні переваги КРПЕ

Елегазове обладнання КРПЕ має:

- високий ступінь герметичності, тобто витрата газу на виток в рік не більше 0,1% від маси газу;
- високий ступінь заводської готовності комірки через максимальну заводську готовність, що істотно скорочує обсяг і термін монтажних і пуско-налагоджувальних робіт;
- компактні габаріти, мінімальний розмір комірки може бути навіть 0,8 м;
- модульна конструкція розподільних пристроїв дозволяє реалізувати будь-які схеми підстанцій відповідно до вимог замовника, а також дозволяє виконати подальше розширення розподільного пристрою без виводу всього розподільного пристрою з роботи;
- ці пристрої відповідають високим екологічним нормам завдяки низькому рівню шуму та електромагнітного випромінювання, їх можна встановлювати в безпосередній близькості до міських районів, житлових кварталів;
- стійкість конструкцій до впливу навколишнього середовища через те, що корпуси виготовляються з алюмінієвих сплавів, опорні металоконструкції покриваються гарячим цинком, застосовуються нержавіючі матеріали, що в комплексі забезпечує високу корозійну стійкість розподільних пристроїв;
- застосування алюмінієвих сплавів корпусних деталей дозволяє знизити нагрів, виключити втрати на вихрові струми, а також значно зменшити вагу розподільних пристроїв і знизити навантаження на фундамент;

- розподільні пристрої мають високу сейсмічну стійкість і здатні витримувати землетрус навіть до 9 балів по шкалі MSK-64;
- ці пристрої дозволяють проводити підключення до повітряних ліній електропередачі за допомогою ввідів, наповнених елегазом, або до кабельної лінії електропередачі – за допомогою кабельних ввідів;
- високі пожежо- та вибухобезпечність;
- характеристики вбудованих трансформаторів можуть змінюватися в залежності від вимог замовника;
- у трансформаторах струму використовуються осердя з нанокристалічного магнітом'якого сплаву, що забезпечує високий клас точності;
- великий міжповірочний інтервал трансформаторів струму – 20 років;
- можливість пломбування виводів вторинних обмоток трансформаторів для обліку електроенергії дозволяє запобігти несанкціонованому доступу до кіл обліку.

9.2.3 Умовне позначення КРПЕ

Приклад запису умовного позначення: КРПЕ Ірис-10 кВ-CCVC-630/20 УЗ є таким :

- КРПЕ – комплектний розподільний пристрій елегазовий;
- Ірис – компанія-виробник;
- номінальна напруга 10 кВ;
- 630 – це номінальний струм 630 А;
- 20 – це струм термічної стійкості 20 кА;
- зі схемою головних кіл CCVC;
- кліматичне виконання – УЗ.

Умовне позначення КРПЕ має такий вигляд [4]:

9.2.4 Склад розподільного пристрою КРПЕ

Комірки будь-якого типу складається з трьох основних частин: трьох полюсів, трьох шаф, у яких розміщуються кола сигналізації, блокування, дистанційне керування, контроль тиску та подачі елегазу тощо. Комірки на напругу 110 та 220 кВ мають

трьох- або однополюсне керування, комірки на напругу 330 та 500 кВ мають однополюсне керування.



До конструктивних елементів КРПБ обов'язково відносяться збірні шини або струмопроводи, які використовують для з'єднання елегазового обладнання підстанції. Вони стандартизовані і можуть мати різну конфігурацію (прямі, поворотні під різними кутами, що розгалужуються). Лінійна секція однофазного виконання показана на рис. 9.8.

Розподільний пристрій зазвичай формується за погодженням із замовником з комірок, кожна з яких може складатися з наступних елементів:

- модуль вимикача;
- модуль роз'єднувачів-заземлювачів;
- модуль трансформаторів струму;
- модуль трансформаторів напруги;
- модуль повітряного введення;
- модуль кабельного вводу;
- модуль обмежувача перенапруги;
- з'єднувальні модулі;
- опорні металоконструкції;
- шафа керування.

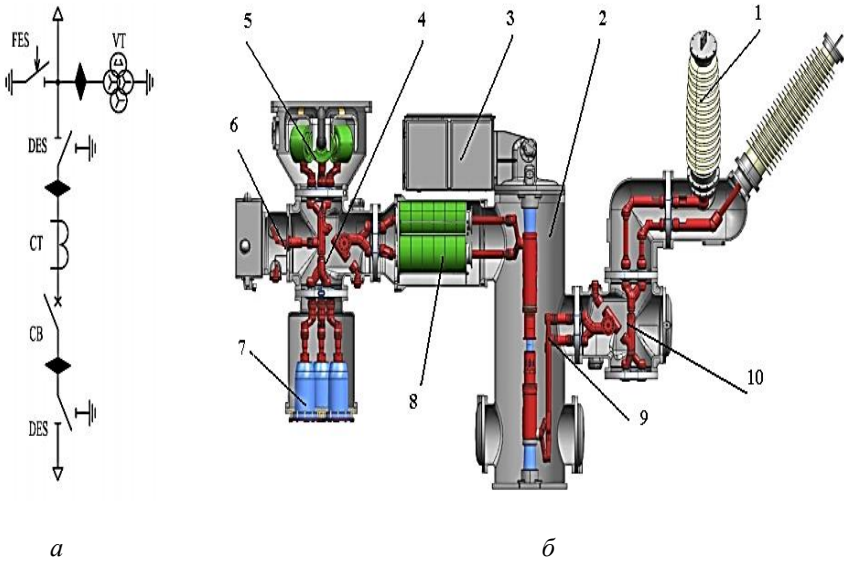


Рисунок 9.8 – Приклад компонування комірки КРПЕ УЕТМ®-110 (а) та схема 110- ЗН з повітряними та кабельними вводами (б) компанії-виробника ООО «Ельмаш (УЕТМ)»

Розподільний розділене на газощільні відсіки, кожний з яких має:

а) сигналізатори (реле) щільності газу з пристроєм температурної компенсації, який дозволяє приводити показання тиску до температури 20 °С, і блок-контакти для попереджувальної сигналізації про зниження тиску, а також заборони оперування розподільних пристроїв при виникненні такої ситуації;

б) роз'єми автономної герметизації газу, призначені для газотехнологічних робіт;

в) запобіжні пристрої, розташовані так, щоб викид газу був направлений в сторону від місця, де може перебувати обслуговуючий персонал.

В якості прикладу розглянемо структуру КРПЕ на номінальну напругу 110 кВ, яка збирається за електричною схемою повітряного та кабельного вводів, як показано на рис.

9.8, а. Конструктивна схема комірки показана на рис. 9.8, б. На ній позначення наступних модулів: 1 – модуль повітряного вводу; 2 – модуль вимикача; 3 – газоушільнювальний резервуар зі встановленим на нього пружинним приводом і механізмом керування камерою гасіння; 4 – модуль роз'єднувача–заземлювача; 5 – модуль трансформатора напруги; 6 – швидкодіючий заземлювач; 7 – модуль кабельного вводу; 8 – модуль трансформатора струму; 9, 10 – модулі з'єднувальні (перехідні).

9.2.4.1 Модуль вимикача

Вимикач складається з камерою гасіння, розташованою в газоушільнювальному резервуарі зі встановленим на резервуар пружинним приводом і механізмом керування камерою гасіння.

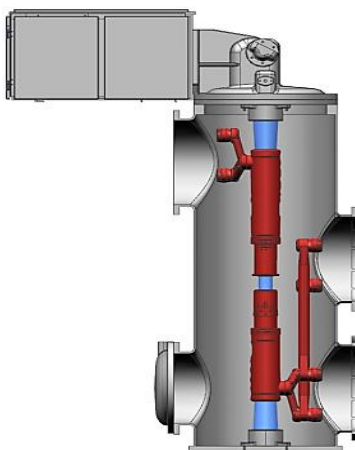


Рисунок 9.9 – Модуль вимикача

9.2.4.2 Модуль роз'єднувача-заземлювача

Трьохпозиційний роз'єднувач-заземлювач розміщений в загальному газоушільнювальному корпусі, керується одним

електродвигунним приводом і може перебувати в одному з трьох положень:

- роз'єднувач включений, заземлювач відключений;
- роз'єднувач відключений, заземлювач відключений;
- роз'єднувач відключений, заземлювач включений.

Залежно від комплектації розподільного пристрою за вимогами замовника, модуль трипозиційного роз'єднувача-заземлювача (рис. 9.10) може мати вихід на дві (а), три (б) або чотири (в) сторони.

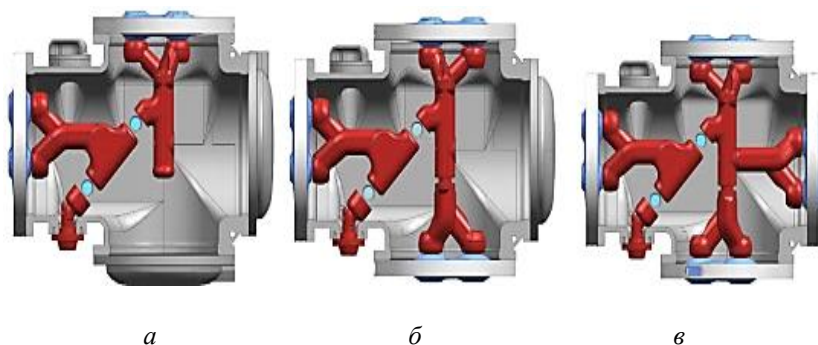


Рисунок 9.10 – Модуль роз'єднувача заземлювача

9.2.4.3 Швидкодіючий заземлювач

Швидкодіючий заземлювач встановлюється з боку виводних ліній, або тих, що відходять, а також на системи збірних шин. Швидкодіючий двохпозиційний заземлювач 1 (рис. 9.11, а) виконаний у вигляді приставки до модулю трьохпозиційного роз'єднувача-заземлювача 2 (рис. 9.11, б), або Т-образного модуля 3 (рис. 9.11, в) і керується пружинно-електродвигунним приводом 4, що забезпечує можливість включення заземлювача на лінію, що знаходиться під робочою напругою. Здатність швидкодіючого заземлювача включатися на струм короткого замикання, забезпечує збереження обладнання при помилкових діях персоналу.

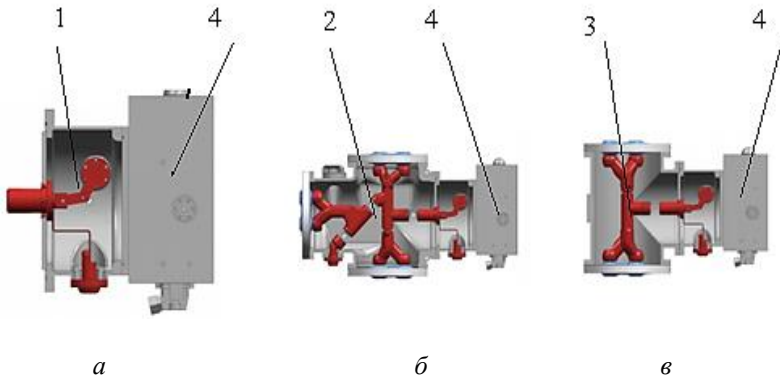


Рисунок 9.11 – Швидкодіючий заземлювач

9.2.4.4 Модуль трансформатора струму

Трансформатори струму серії ТВГ-УЕТМ-110 вбудовані в газощільний алюмінієвий корпус і являють собою єдиний модуль.

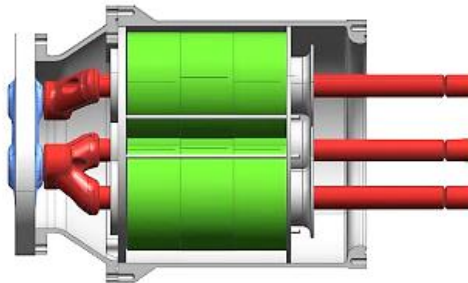


Рисунок 9.12 – Модуль трансформатора струму

Трансформатори струму призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації про величину струму, що протікає, до приладів вимірювання, пристроїв захисту, сигналізації та керування. Трансформатори струму дозволяють ізолювати кола вимірювальних приладів, захисту, пристроїв автоматичного управління і контролю і т.д. від ланцюга високої напруги.

9.2.4.5 Модуль трансформаторів напруги

Модуль трансформаторів напруги містить три аналогічних однофазних трансформатора серії ЗНГ-УЕТМ-110, розміщених в одному газоплотном корпусі.

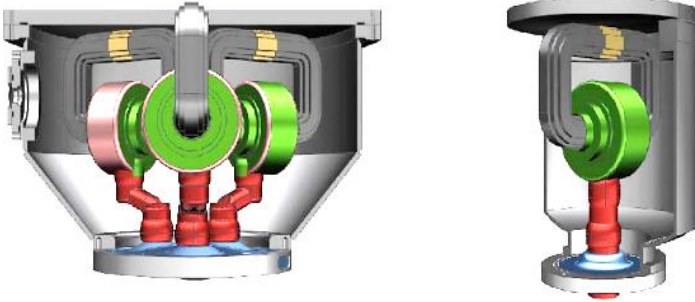


Рисунок 9.13 – Модуль трансформатора напруги

Трансформатори напруги призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації про величину напруги на розподільному пристрої приладів вимірювання, пристроїв захисту, сигналізації та управління. Трансформатори напруги дозволяють ізолювати кола вимірювальних приладів та захисту, пристроїв автоматичного керування і контролю тощо від кола високої напруги. Тип трансформаторів напруги – індуктивний.

9.2.4.6 Модуль обмежувача перенапруги

Обмежувач напруги служить для захисту розподільного пристрою від перенапруг (грозових і комутаційних) і являє собою газоушлювальний бак, усередині якого знаходяться пакети нелінійних опорів (варисторів).

9.2.4.7 Модуль повітряного вводу

Модуль повітряного вводу призначений для з'єднання розподільного пристрою з повітряною лінією електропередач і складається з порцелянових або полімерних ізоляторів,

встановлених на загальному газоушільнувальному корпусі, а також струмопровідних труб, що проходять всередині ізоляторів [42 – 45].

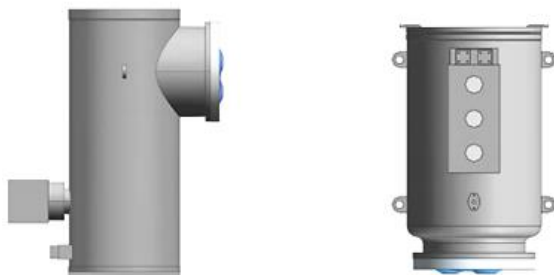


Рисунок 9.14 – Модуль обмежувача перенапруги

Розподільний пристрій може поставлятися згідно із замовленням зі ступенями забруднення і довжинами шляху витoku по зовнішньої ізоляції модулів повітряних ввідів по ГОСТ 9920-89:



Рисунок 9.15 – Модуль повітряного вводу

– для фарфорової ізоляції: для ступеня забруднення II (середня для ізоляції підстанцій) – не меншими за 280 см; для ступеню забруднення III (сильне) – не меншими за 315 см; для ступеню забруднення IV (дуже сильне) – не меншими за 390 см.

– для полімерної ізоляції ступінь забруднення IV (дуже сильне) – не меншими за 390 см.

9.2.4.8 Модуль кабельного вводу

Модуль кабельного вводу призначений для приєднання розподільного пристрою до кабельної лінії. Конструкція модулю допускає установку 3-х кабельних муфт сухого типу будь-якого виробника, виконаних по стандарту IEC 62271-209 (рис. 9.16).

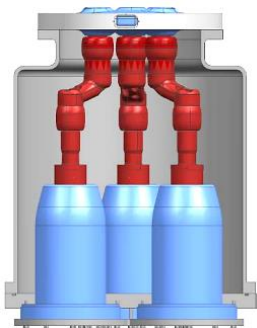


Рисунок 9.16 – Модуль кабельного вводу

9.2.4.9 Модулі з'єднувальні

Модулі з'єднувальні (перехідні) застосовуються для з'єднання різних модулів і комірок за вимогами замовника.

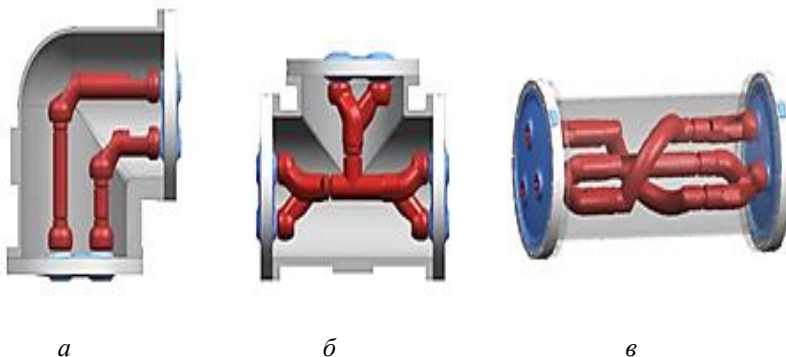


Рисунок 9.10 – Модулі з'єднувальні (перехідні)

Залежно від просторової конфігурації, з'єднувальні модулі підрозділяються на прямі, Г-образні, Т- образні, транспозиційні тощо.

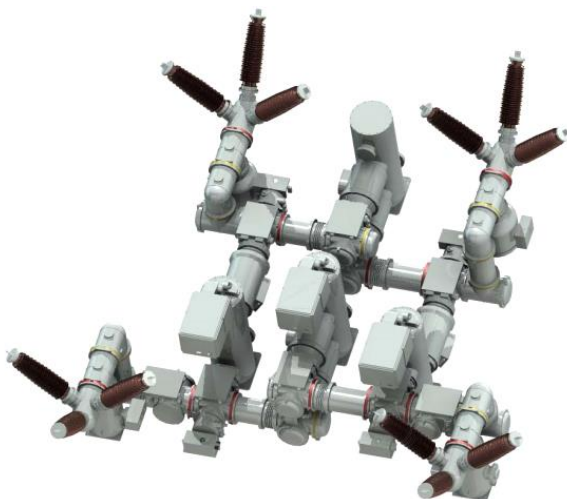


Рисунок 9.11 – Приклад компонування КРПЕ-УЕТМ-110 по схемі 110-5Н із вводами «елегаз-повітря»

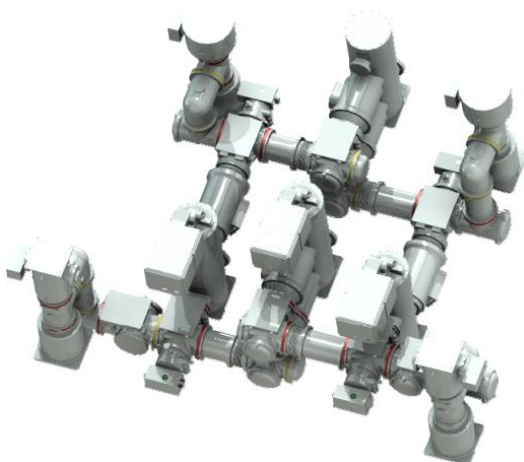


Рисунок 9.12 – Приклад компонування КРПЕ-УЕТМ-110 по схемі 110-5Н з кабельними уведеннями

9.2.4.10 Шафа керування

Шафа керування призначена для організації керування модулями, що входять до складу комірки в місцевому та дистанційному режимах, підключення живлення кіл керування, живлення електродвигунів, виводу клем для підключення трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також для здійснення індикації стану комутаційних апаратів і організації міжмодульних блокувань.

9.3 Запитання для самоконтролю

- 9.3.1. Викладіть класифікацію РП і вимоги до їх конструкцій.
- 9.3.2. Розкажіть про будову і областях застосування КРП типу КРУ2-10П, К-47, USN-10, К-59.
- 9.3.3. Назвіть елементи відсіку викочування візка.
- 9.3.4. Для чого призначені блокування між роз'єднувачами і вимикачами?
- 9.3.5. Які конструктивні особливості мають роз'єднувачі в КРП з вимикачами на вкатних візках?
- 9.3.6. Для чого осередки КРП розділені на кілька відсіків?
- 9.3.7. Які положення може займати візок з вимикачем в КРП?
- 9.3.8. Розкажіть про переваги комплектних РП.
- 9.3.9. Викладіть класифікацію осередків КРПЕ. Назвіть області застосування КРПЕ.
- 9.3.10. Які конструктивні особливості мають КРПЕ?
- 9.3.11. Наведіть електричні принципові схеми комірок КРПЕ з одною та з двома системами збірних шин.

10 КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ

Комплектні екрановані струмопроводи (КЕС) використовуються для електричного з'єднання апаратів головних кіл постійного або змінного струмів напругою до 35 кВ включно. Причому, системи з напругою до 1000 В мають назву шинопроводи, з напругою вище 1000 В – струмопроводи. Всі КЕС можливо класифікувати [8, 21, 68]:

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

– за конструктивним виконанням розрізняють:

а) пофазно-екрановані струмопроводи, які використовуються в умовах ГН на номінальні струми до 31,5 кА включно і в умовах ВП на номінальні струми вищі за 4 кА;

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

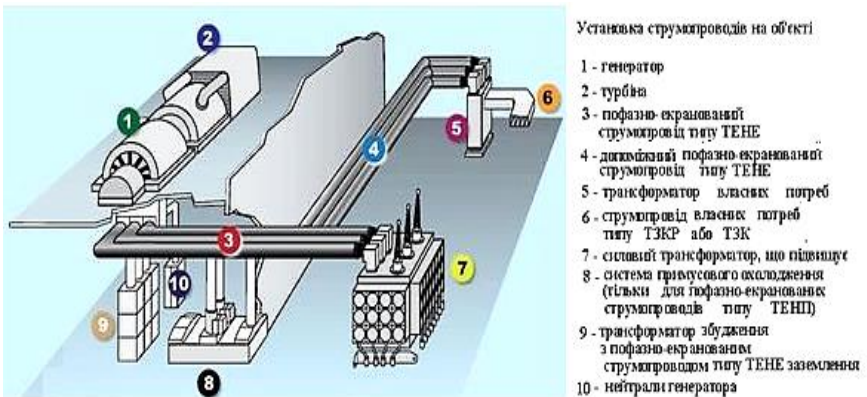


Рисунок 10.1 – Застосування струмопроводу з повітряною ізоляцією

Головні вимоги до струмопроводів є такими:

- стійкість до кліматичних та механічних чинників;
- електрична міцність ізоляційної конструкції;

– за нагрівом згідно з ГОСТ 6024-90 встановлені допустимі значення температур нагріву: для лінійних шин – $+120^{\circ}\text{C}$, для екрану (оболонки) – $+110^{\circ}\text{C}$, для вбудованих апаратів – $+80^{\circ}\text{C}$;

– термічна та динамічна стійкість;

– струмопровід повинен мати суцільнозварні оболонки та струмопровідні шини, а розбірні з'єднання можливі тільки для підключення до генераторів та електричних апаратів;

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

– при виконанні контактних з'єднань алюміній-мідь використовують перехідні алюмінієві пластини з біметалу алюміній-мідь, які виготовлені методом плакування;

– опорні ізолятори для кріплення шин повинні бути доступні без розбирання конструкції кожухів (оболонк), для чого використовують монтування обладнання як болтовим кріпленням, так і методом вкручування. Секції з компенсаторами і гнучкі секції шинопроводів мають бути закріплені на двох опорних конструкціях, які встановлюються симетрично по обидві сторони гнучкої частини секції шинопровода. Кріплення шинопровода до опорних конструкцій на горизонтальних ділянках слід виконувати затисками, які забезпечують можливість зсуву шинопровода через зміну температури. Шинопровід, прокладений на вертикальних ділянках, повинен бути жорстко закріплений на конструкціях болтами. Для зручності знімання кришок (деталей кожуха), а також для забезпечення охолодження шинопровід слід встановлювати з зазором 50 мм від стін або інших будівельних конструкцій будівлі;

– труби або металеві рукави з проводами мають бути введені у відгалужувальні секції через отвори, виконані в кожухах шинопроводів. Труби слід окантовувати втулками. Нероз'ємне з'єднання шин секцій магістрального шинопровода має бути виконано зварюванням, з'єднання розподільного і освітлювального шинопроводів повинні бути розбірними (болтовими). З'єднання секцій тролейного шинопровода повинно

виконуватися за допомогою спеціальних з'єднувальних деталей. Струмознімальна каретка повинна вільно переміщатися по напрямних вздовж щілини короба змонтованого тролейного струмопроводу.

Використання струмопроводів пофазно-екранованого типу (генераторні КЕС) дозволяє отримати такі головні переваги, як максимально висока надійність, майже повна відсутність міжфазних коротких замикань, мінімальний рівень втрат у процесі експлуатації. Головним недоліком є висока собівартість.

Струмопроводи напругою 6, 10, 20, 24, 27, 35 кВ пофазно-екрановані комплектні з компенсованим зовнішнім електромагнітним полем на номінальні струми від 1600 А до 33000 А призначені для електричних з'єднань на електричних станціях, в колах трифазного змінного струму частотою 50 Гц, турбогенераторів потужністю до 1500 МВт з силовими підвищувальними трансформаторами, з трансформаторами власних потреб, з перетворювальними трансформаторами і трансформаторами тиристорного збудження генераторів, а також на підстанціях для електричного з'єднання силових трансформаторів з трансформаторами власних потреб і розподільними пристроями [58]. Струмопроводи генераторної напруги можуть застосовуватися і на інших об'єктах енергетики, промисловості, транспорту, сільського господарства. Для КЕС такого типу серій ТЕНЕ, ТЕНП, ТЗМЕП використовуються наступні позначення.

Наприклад, струмопровід серії ТЕКНП – 10 – 2000 має наступну розшифровку цифро-літерних позначень:

- Т – струмопровід;
- Е – екранований;
- К – комплектний;
- Н – безперервний;
- П – вентиляція примусова;
- 10 – номінальна напруга, кВ;
- 2000 – номінальний струм, А.



а



б

Рисунок 10.2 – Умовне позначення КЕС серій ТЕНЕ, ТЕНП, ТЗМЕП

– оболонки створюють замкнуту трифазну систему, в якій індуються струми, які приблизно однакові з номінальним струмом і мають зворотній напрямок. В місцях з'єднання оболонок сума струмів наближена до нуля. Наявність циркулюючих струмів зменшує і компенсує зовнішнє електромагнітне поле і, відповідно, втрати в елементах металоконструкцій;

– всередині оболонки магнітна індукція теж знижується, що зменшує електродинамічні зусилля в декілька разів. Внутрішня структура струмопроводу типу ТЕНЕ-20 показана на рис. 10.3;

– кріплення ізолятора дозволяє виймати його без розбору кожуха (оболонки); структура блоку опорного ізолятора показана на рис. 10.4;

– комплектуюче обладнання головних кіл має генераторні вимикачі (наприклад, ВГГ- 20), роз'єднувачі РВРЗ-20,

заземлювачі ЗР-24, трансформатори струму ТШВ-20, трансформатори напруги ЗНОМ тощо;

– контактний стрижень підпруження 2 (див. рис. 10.4) використовується для усунення іскріння (ємнісі розряди) між шиною та ізолятором у випадку їх нещільного прилягання. Габаритні розміри та інші параметри можна знайти за посиланням.

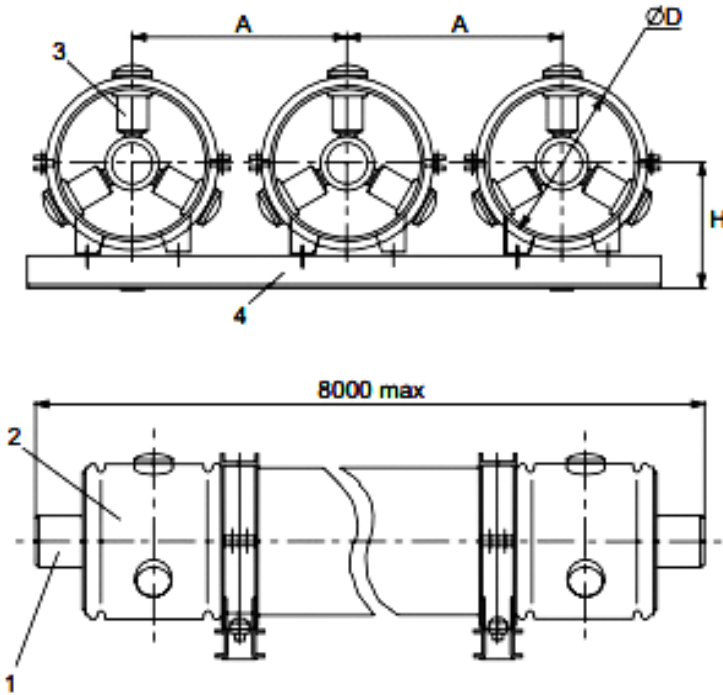


Рисунок 10.3 – Структура струмопроводу типу ТЕНЕ напругою 6, 10, 20, 24, 27, 35 кВ (секція прямолінійна):

1 – шина струмовідна, 2 – кожух-екран, 3 – ізолятор, 4 – балка блоку.

Струмопровід ТЕНЕ – 20 складається з окремих монтажних блоків, які можуть з'єднуватися між собою в необхідній послідовності. Кількість таких блоків стандартизована та

нараховує декілька десятків [21]. У якості прикладу розглянемо наступні.

Блок прохідного ізолятора, використовується для герметизації внутрішнього об'єму струмопроводу. Загальний вид його показаний на рис. 10.4.

Структура та схема підключення трансформатора напруги або розрядника показана на рис. 10.6, б.



Рисунок 10.4 – Структура опорного вузлу струмопроводу типу ТЕНЕ – 20:

- 1 - ізолятор верхній; 2 - контакт пружинний; 3 - шина струмовідна;
- 4 - кожух-екран.

Розглянемо конструкції струмопроводів власних потреб (СВП). Вони мають оболонку круглого перетину та шини, які розміщені по вершинам трикутника. Струмопровід складається з окремих монтажних блоків різного функціонального призначення. Головними перевагами цих конструкцій є скорочення електричних втрат у мережі; зменшення матеріалоемності; безпечність обслуговування у процесі експлуатації; захист від негативних чинників оточуючого середовища. Розрізняють дві групи СВП. До першої групи

відносяться системи з номінальним струмом до 1600 А. Головними особливостями цієї групи є сталеві кожухи (оболонки), перетин шин – прямокутник, швелер або тавр, охолодження природне, кожухи (оболонки) та шини безперервні (рис. 10.5). До другої групи відносяться системи з номінальним струмом вище 1600 А. Головними особливостями цієї групи є круглі кожухи (оболонки) з алюмінієвого сплаву, перетин шин – швелер або труба, охолодження природне, оболонки та шини безперервні.

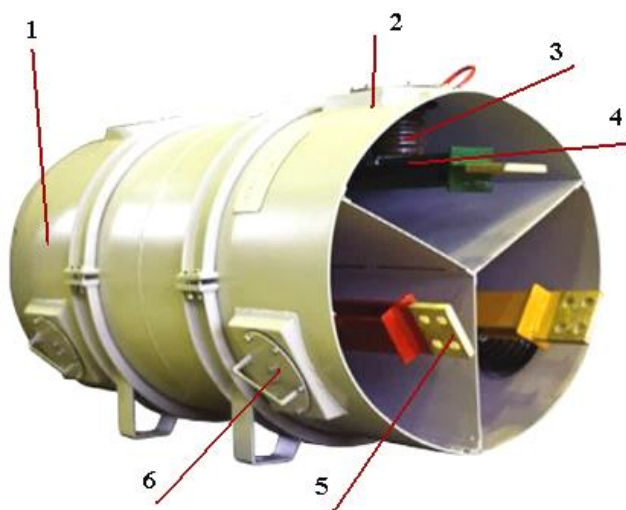


Рисунок 10.5 – Струмопроводи круглого перетину з нерозділеними та розділеними фазами серій ТЗК та ТЗКР:

- 1 – кожух (оболонка); 2 – болтове з’єднання; 3 – ізолятор; 4 – ущільнення;
5 – шина; 6 – люк для обслуговування.

Струмопроводи ТЗК і ТЗКР можуть бути укомплектовані відповідною електроапаратурою і обладнанням: трансформаторами напруги, трансформаторами струму, розрядниками, заземлювачами, прохідними ізоляторами і тощо. Потреба в обладнанні на замовлення і його кількість зазвичай визначає проектна організація при видачі завдання.

Приклад маркування такий: ТЗК – 10/ 2000 – 128 УХЛ 1, в якому прийняте таке позначення: Т – струмопровід; З – закритий; К – круглий кожух (оболонка); 10 – номінальна напруга, кВ; 2000 – номінальний струм, А; 128 – величина ударного струму, кА; УХЛ – кліматичне виконання; 1 – категорія розміщення.

Між собою окремі секції струмопроводу з'єднуються шинними компенсаторами, які дозволяють компенсувати лінійне розширення провідника при зміні температури і будівельної похибки. З'єднання поміщається всередину муфти, яка має литу ізоляцію і герметичні фланці з обох сторін (рис. 10.6). Кріплення струмопроводів до несучих будівельних конструкцій (опор, підлоги, стін, стелі) виконується за допомогою спеціальних поліамідних хомутів, алюмінієвих профілів, куточків і металовиробів. Кріплення до стіни допускає як горизонтальну, так і вертикальну установку струмопроводу. Відстань між точками кріплення струмопроводу до несучих будівельних конструкцій по трасі розраховується за допомогою спеціальної програми, яка враховує електродинамічні зусилля при короткому замиканні, власну масу струмопроводу і резонансну складову. Прорізи в стінах і перекриттях будівель, через які проходить струмопровід, заповнюються спеціальними непаливними матеріалами і закриваються металевими пластинами.

Струмопроводи з литою ізоляцією можуть підключатися до обладнання та електротехнічного устаткування може прозводитися з будь-якого просторового положення (збоку, зверху і знизу, з фасаду і з заднього боку), виходячи з умов прокладки траси струмопроводу і конструктивного виконання обладнання. З'єднання струмопроводу з виводами генераторів, силових трансформаторів і шаф комплектних розподільних пристроїв виконуються з використанням захисних кожухів та шинних компенсаторів. Відео про струмопроводи можна подивитися за посиланням: <https://www.youtube.com/watch?v=K-Y0V269suA>,
<https://www.youtube.com/watch?v=BrxHoVLen0Q>.

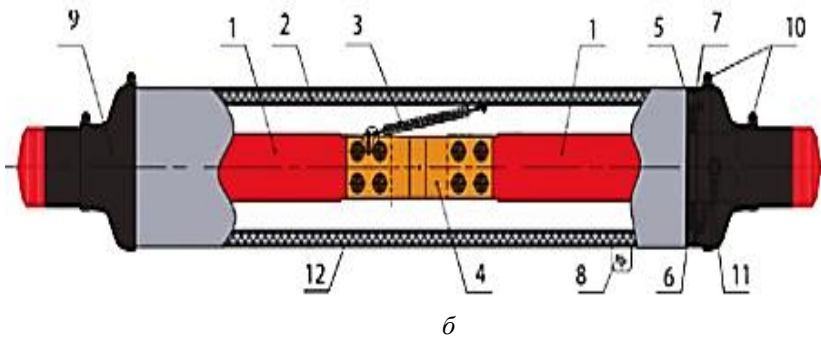
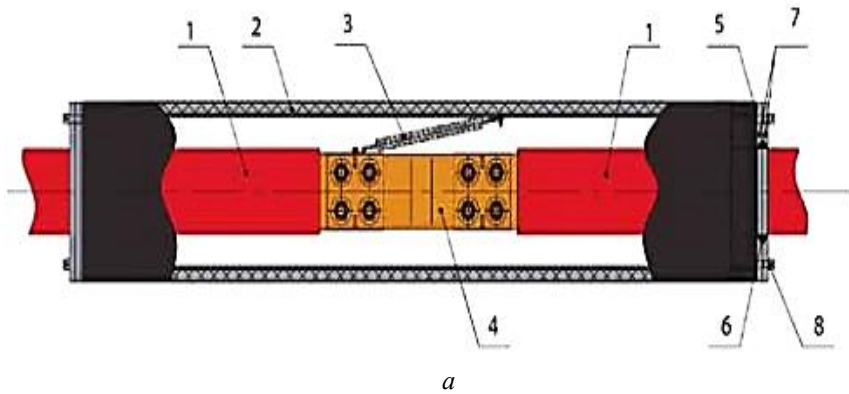


Рисунок 10.6 – Способи з'єднання секцій струмопроводу:

a – внутрішнє виконання; *б* – зовнішнє виконання;

- 1 – секція струмопроводу; 2 – муфта сполучення;
- 3 – пружина; 4 – шинний компенсатор; 5 – ущільнювальна прокладка; 6 – кільце герметизування; 7 – напівфланець;
- 8 – заземлення муфти; 9 – захисний кожух; 10 – хомут;
- 11 – заземлення секції; 12 – захисна оболонка.

Траса струмопровідна складається з окремих монтажних блоків (до 60 видів), наприклад, блок підключення до силового трансформатора, або комірки КРП, блоки прямолінійні різного призначення, блок з компенсаторами теплових розширень, кутові секції, блок прохідних ізоляторів, блок з розрядниками та інші.

Струмопровід може додатково комплектуватися захисними кожухами для захисту з'єднань струмопроводу з виводами генераторів, силових трансформаторів і шаф комплектних розподільних пристроїв; трансформаторами струму і напруги, роз'єднувачами, обмежувачами перенапруги, типи і кількість яких для конкретного об'єкта визначаються технічним завданням проектної організації. За вимогами замовника в комплект поставки також може бути включено наступне додаткове обладнання: шафи з трансформаторами напруги, обмежувачами перенапруги і клемними затисками для приєднання кабелів, запасні деталі, спеціальний інструмент і приналежності тощо <https://www.youtube.com/watch?v=iI8WxHfu9M8>.



a



б

Рисунок 10.7 – Приклад установки трансформаторів струму (*a*) та відпайок (*б*)

11 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

Трансформатори струму (ТС) є одним з головних вимірювальних пристроїв в електроенергетиці. Загальні відомості про ТС та їх головні параметри наведені в [2, 4, 7, 25, 76] <https://www.youtube.com/watch?v=B6yd3X7FceA>. Трансформатор струму— це вимірювальний трансформатор, в якому вторинна напруга за нормальних умов застосування, практично пропорційна первинній напрузі i , у разі відповідного з'єднання, відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю. Трансформатор струму призначений для перетворення струму до значення, зручного для вимірювання. Первинну обмотку трансформатора струму вмикають послідовно у коло зі змінним струмом, що вимірюється. А до вторинної під'єднують вимірювальні, або захисні прилади. Струм, що протікає вторинною обмоткою трансформатора струму, пропорційний до струму, який протікає його первинною обмоткою. Відео для вашого уявлення можна подивитись за посиланням <https://www.youtube.com/watch>.

Трансформатори струму широко застосовують для вимірювання електричного струму та в пристроях релейного захисту електроенергетичних систем, через що на них накладаються високі вимоги за точністю. Трансформатори струму уможливають безпеку вимірювань, ізолюючи вимірювальні кола від первинного кола з високою напругою, яка часто становить сотні кіловольт. У мережах високої напруги вони використовуються для перетворення первинного номінального струму у вторинні номінальні струми стандартного значення 5 А або 1 А. Найбільш широке застосування набули електромагнітні конструкції, до складу яких входять магнітопровід, на якому розміщені первинна та вторинна обмотки. Зазвичай, трансформатор струму виготовляють з двома та більше групами вторинних обмоток: одна використовується для під'єднання пристроїв захисту, інша, більш точна – для під'єднання засобів обліку і вимірювання (наприклад, електричних лічильників). На рис. 11.1 наведені приклади конструкцій двох електромагнітних

трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією фірми Artech.

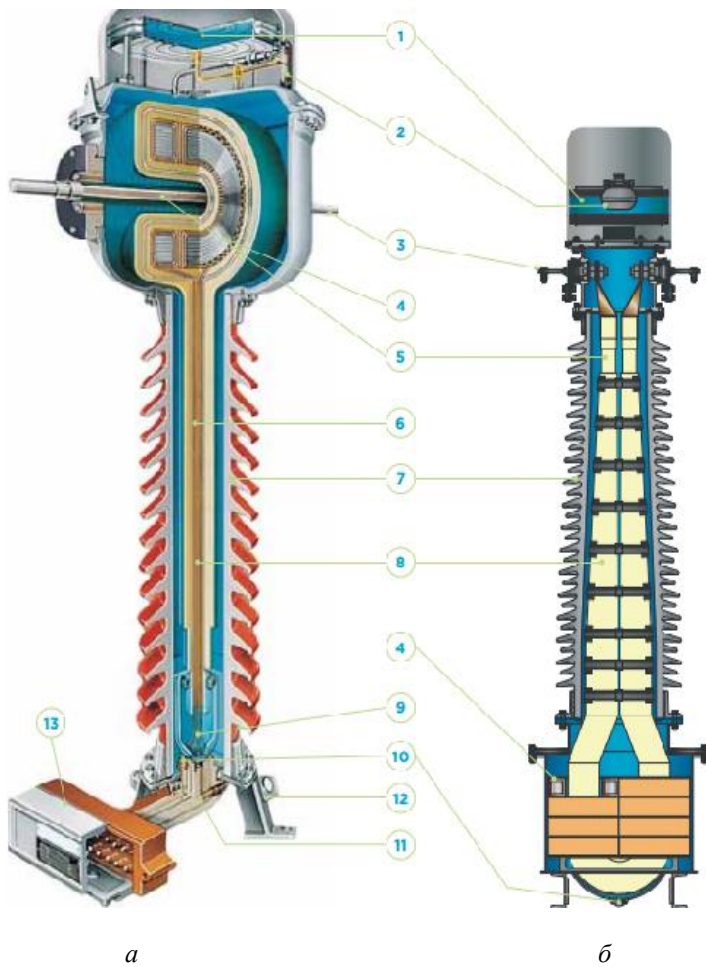


Рисунок 11.1 – Трансформатори струму з паперово-масляною ізоляцією фірми Artech:

a – модель СА 800 кВ; *б* – модель LB 362 кВ.

На рисунку позначені основні вузли та складові їх конструкцій, а саме: 1 – система компенсації зміни обсягу масла; 2 – індикатор рівня масла; 3 – ввід первинної обмотки; 4 – осердя і вторинні обмотки; 5 – струмопровід головного кола; 6 – струмопроводи вторинного кола; 7 – ізоляція (фарфор або силіконова гума); 8 – конденсаторний ввід; 9 – посилене заземлення; 10 – клапан для відбору проб масла; 11 – відведення для вимірювання тангенса кута діелектричних втрат; 12 – вузол затискання заземлення; 13 – розподільна коробка вторинних кіл.

Особливими відмінностями режиму роботи ТС у мережі є такі:

- значення первинного струму I_{1n} , яке не залежить від режиму роботи вторинного кола (обмотка розімкнена, або замкнена закоротко), а визначається тільки параметрами навантаження первинного кола (Z_I), які визначаються параметрами мережі;

- вторинна обмотка ТС знаходиться у режимі роботи короткого замикання, або наближеним до нього.

Необхідно зауважити, що при роботі трансформатора струму його результуючий магнітний потік у магнітопроводі дорівнює різниці магнітних потоків, що створюються первинною та вторинною обмотками. У нормальних умовах роботи трансформатора, він невеликий. Однак, у разі розмикання кола вторинної обмотки в осерді буде існувати лише магнітний потік первинної обмотки, який значно перевищує різницю магнітних потоків. Втрати в осерді різко зростають, трансформатор перегріється і вийде з ладу («пожежа заліза»). Крім того, на кінцях обірваного вторинного ланцюга з'явиться велика напруга ЕРС, небезпечна для роботи оператора. Тому трансформатор струму не можна вмикати у лінію без приєданого до нього навантаження. У разі потреби від'єднання вимірювального приладу від вторинної обмотки трансформатора струму, її обов'язково потрібно закоротити.

Трансформатори струму класифікують за різними ознаками:

- за призначенням трансформатори струму можна розділити на вимірювальні, захисні, проміжні (для вмикання вимірювальних приладів у струмові кола релейного захисту, для вирівнювання струмів у схемах диференціальних захистів, тощо)

і лабораторні (високої точності, а також з багатьма коефіцієнтами трансформації);

– за умовами встановлення, розрізняють трансформатори струму:

а) для зовнішнього встановлення (у відкритих розподільних пристроях);

б) для закритого встановлення;

в) вбудовані в електричні апарати та машини (вимикачі, трансформатори, генератори тощо);

г) накладні – надіваються зверху на прохідний ізолятор (наприклад, на високовольтний ввід силового трансформатора);

д) переносні (для контрольних вимірів і лабораторних випробувань).

– за способом встановлення розрізняють прохідні, які суміщають функції вимірювання та прохідного ізолятора крізь механічну конструкцію, та опорні;

– за кількістю коефіцієнтів трансформації розрізняють: з одним або з двома, якіможливо отримати за рахунок змінення кількості витків первинної або вторинної обмоток;

– за кількістю ступенів трансформації розрізняють одноступінчасті та двоступінчасті (каскадні);

– за конструкцією первинної обмотки трансформатори струму розподіляють на багатовиткові (котушкові, з петльовою обмоткою і з вісімкоподібною обмоткою); одновиткові (стрижневі) та шинні;

– за принципом перетворення струму розрізняють електромагнітні та оптико-електронні ТС;

– за виконанням ізоляції трансформатори струму можна розділити на такі групи:

а) із сухою ізоляцією (порцеляна, бакеліт, лита епоксидна ізоляція, тощо);

б) з паперово-масляною ізоляцією і з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією;

в) газонаповнена (елегаз);

г) з заливкою компаундом.

Головними параметрами ТС є такі:

– номінальна напруга;

- номінальний первинний струм, значення якого регламентується нормативними документами ДСТУ [25];
- номінальний вторинний струм, який дорівнює 1 А або 5 А;
- вторинне навантаження, що відповідає повному опору при $\cos \varphi = 0,8$, при якому гарантується заданий клас точності ТС, або кратність первинного струму відносно I_H ;
- термічна та динамічна стійкості;
- стійкість до механічних навантажень тощо.

Принципова електрична схема вмикання ТС у мережу високої напруги показана на рис.11.2, а.

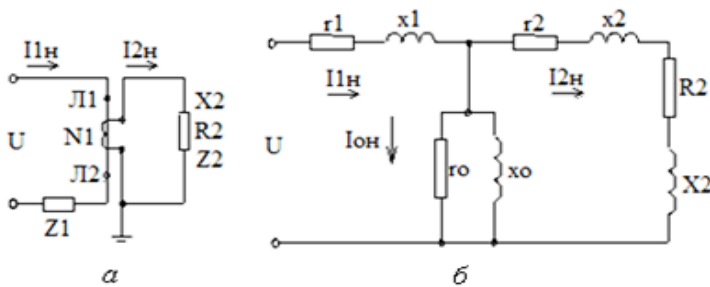


Рисунок 11.2 – Схеми електричні ТС:

а– схема підключення ТС; б– еквівалентна Т – образна схема заміщення ТС.

Для розрахунків та проектування ТС переважно використовують еквівалентну електричну схему заміщення, яка наведена на рис. 11.2, б. При розрахунках за еквівалентною схемою заміщення всі параметри схеми приводяться до вторинної обмотки за допомогою коефіцієнта приведення, значення якого визначається за умовою

$$K_{пр} = \frac{N_2}{N_1},$$

де N_1 та N_2 – кількість витків первинної та вторинної обмоток, відповідно.

На схемі заміщення (див. рис. 11.2, б) прийняті такі позначення та параметри:

r_1, x_1 – відповідно активний та індуктивний опори первинної обмотки;

r_2, x_2 – відповідно активний та індуктивний опори вторинної обмотки;

r_0, x_0 – відповідно активний та індуктивний опори кола намагнічування;

I_1, I_2, I_0 – відповідно первинний, вторинний та струм намагнічування.

Згідно з еквівалентною схемою заміщення будується векторна діаграма, на якій відображені всі складові схеми заміщення з урахуванням їх взаємного впливу. Така векторна діаграма дозволяє прогнозувати та моделювати поведінку ТС при змінненні його параметрів. Векторна діаграма та особливості її будови наведені у [4, 6, 76].

11.1 Похибки трансформаторів струму

У ТС розрізняють такі види похибок:

– струмова похибка $\Delta I_{\%}$, яка вимірюється у % від первинного номінального струму і чисельно визначається з умови

$$\Delta I_{\%} = - \frac{I_0 \cdot N_1}{I_1 \cdot N_1} \cdot \sin(\alpha + \psi) \cdot 100 ;$$

– похибка, за відсутності компенсування, завжди має від'ємний знак;

– кутова похибка δ' вимірюється у хвилинах, і завжди має позитивний знак, чисельно визначається з умови

$$\operatorname{tg} \delta' \approx \delta' = 3440 \frac{I_0 \cdot N_1}{I_1 \cdot N_1} \cdot \cos(\alpha + \psi) ;$$

– повна похибка ϵ вимірюється в % і використовується для проведення вимірювань у перехідних режимах, наприклад для

живлення систем релейного захисту. Її величина визначається з умови:

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_{ном} \cdot i_2 - i_1)^2 dt} / I_1,$$

де $K_{ном}$ – номінальний коефіцієнт трансформації;
 T – період коливання струму.

Всі параметри для розрахунку похибок та їх значення обираються з векторної діаграми для конкретного випадку розрахунку ТС. Величина похибки залежить від таких чинників:

– струм намагнічування I_0 , якщо він зменшується, то, відповідно, зменшуються струмова та кутова похибки;

– магнітна проникність μ_a зменшується зі збільшенням насиченості сталі (напруженістю поля), а струмова похибка збільшується (див. рис. 11.3);

– індукція B у магнітопроводі впливає таким чином, що при її оптимальному значенні B_{opt} абсолютна магнітна провідність стає найбільшою, а похибка – мінімальною; цій індукції відповідає кут β_{opt} (див. рис. 11.3);

– номінальна первинна магніторушійна сила $I_1 \cdot N_1$ (якщо вона зменшується відносно її номінального значення, то струмова похибка зростає);

– опір вторинного навантаження Z_2 (якщо він зростає, похибка теж зростає);

– опір вторинної обмотки, зростання якого призводить до зростання втрат і похибки;

– конструктивні чинники:

а) зростання довжини магнітопроводу призводить до зростання похибки, тому необхідно прагнути мати його мінімальні розміри;

б) зростання площі перерізу магнітопроводу призводить до пропорційного зниження похибки, але ж це підвищує довжину витка обмотки, через що її опір зростає, і, відповідно, підвищується похибка.

В процесі експлуатації трансформаторів струму похибки регламентуються класами точності, які визначаються похибкою у відсотках (%) відносно первинного струму за умови, що він знаходиться в межах (1,0...1,2) первинного номінального струму. Розрізняють дві групи класів точності:

- для котушок вимірювання 0.2; 0.5; 1; 3; 5; 10;
- для котушок живлення кіл релейного захисту 5P; 10P.

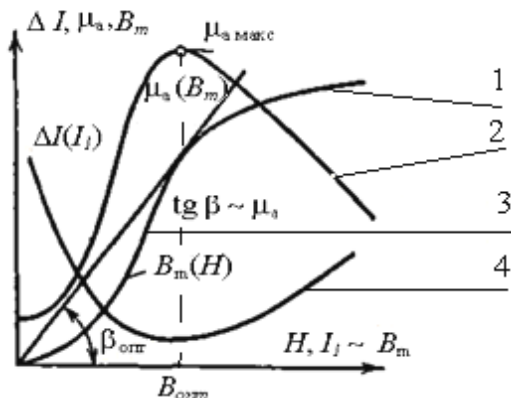


Рисунок 11.3 – Вплив різних чинників на похибку ТС [76]:

- 1 – крива намагнічування $B_m(H)$; 2 – магнітна проникність; 3 – кутова похибка; 4 – струмова похибка.

Для того, щоб ТС задовольняв заданому класу точності необхідно, щоб його похибка знаходилася в допустимих межах. Для класів точності 0.2; 0.5 та 1 діапазон можливих похибок знаходиться в межах ломаних ліній 3 (див. рис. 11.4) при навантаженнях в межах $Z = (0,25 \dots 1) \cdot Z_{\text{ном}}$ з вершинами у точках похибок при (0.2; 0.5 та 1) від I_n . Наприклад, для ТС з класом точності 0.5 похибки (криві 2) знаходяться в межах ломаних ліній 3. А для класів точності ТС 3; 5 та 10 діапазон можливих похибок обмежується ломаними лініями з вершинами у точках похибок при (0.5 та 1.2) від I_n .

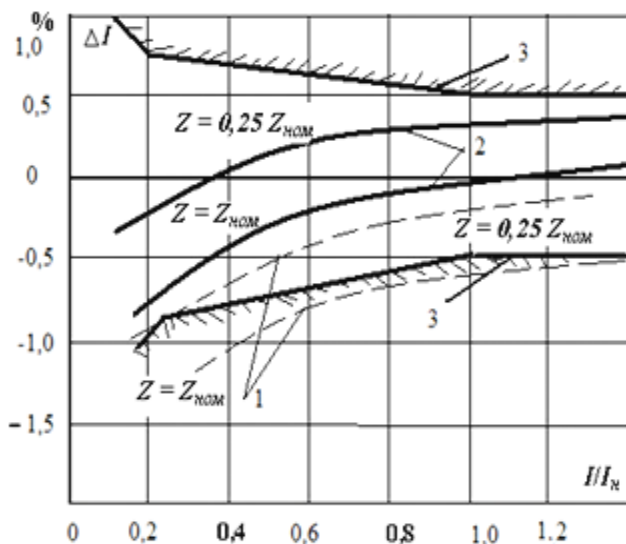


Рисунок 11.4 – Приклад компенсації струмової похибки ТС шляхом виткової корекції:

1 – крива струмової похибки до компенсації; 2 – крива струмової похибки після компенсації; 3 – верхня та нижня межі поля допусків похибки.

Одним з головних постулатів проектування електричних апаратів є умова, що найбільш ефективною боротьбою з негативними чинниками є не їх усунення, а їх компенсація. Тому існують такі види компенсації похибок ТС. По перше, це виткова корекція, яка є найбільш простим засобом, що отримав найбільш широке застосування. Сутність засобу полягає в зменшенні кількості витків вторинної обмотки. При цьому додається позитивна похибка, яка компенсує існуючу негативну похибку. Приклад компенсації струмової похибки для ТС класу похибки 0.5 показаний на рис. 11.4. При відмотуванні вторинних витків лінія похибок переміщується паралельно самій собі в область позитивних похибок. Головний недолік цього засобу компенсації полягає в тому, що найбільше компенсування необхідно робити в області малих струмів. Однак, при цьому у зоні великих струмів,

особливо при невеликих навантаженнях, з'являється позитивна похибка, яка може виходити за межі допустимих значень. На куту похибку відмотування вторинних витків не впливає. Компенсування куту похибки здійснюється введенням короткозамкненого витка, який розміщується на магнітопроводі. При цьому підвищується потужність втрат, і, в кінцевому випадку, зменшується кут δ між векторами I'_1 та I_2 , також зменшується куту похибка, але при цьому зростає струмова похибка. Тому компенсація куту похибки здійснюється лише тоді, коли є запас по струмовій похибці.

11.2 Режим роботи трансформаторів струму

В процесі експлуатації розрізняють наступні види роботи трансформаторів струму.

Робота при короткому замиканні у первинному колі. Такий режим характерний для ТС класів 5Р та 10Р. До особливостей цього режиму роботи можливо віднести такі:

- підвищенні вимоги до термічної та динамічної стійкості конструкції через протікання великих струмів;
- похибка ТС не повинна перевищувати граничне значення (якщо повна похибка буде перевищувати 10 %, то нормальна робота релейного захисту стане неможливою);
- магнітопровід ТС працює в зоні насичення (див. рис. 11.3), що створює додаткові умови для зростання втрат.

Головний показник для цього режиму роботи це гранична номінальна кратність, яка визначається з умови:

$$K_{гр.н} = \frac{I_{кз}}{I_{1н}}$$

Тоді умова нормальної роботи для ТС є такою:

$$K_{гр.н} < K_{гр.дон} ,$$

де $K_{гр. доп}$ – допустима для даного класу точності кратність за умови, що похибка не перевищує нормовану. Існують $K_{5 доп}$ та $K_{10 доп}$, які надаються у довідниках у вигляді графіку, приклад якого для ТС класом точності 10Р показано на рис. 11.5.

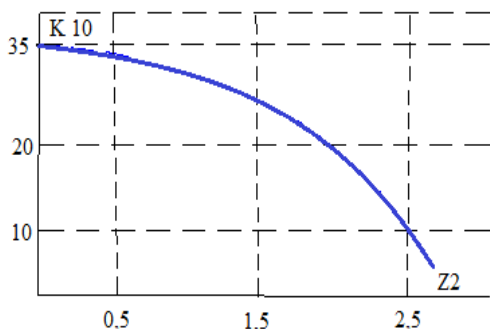


Рисунок 11.5 – Графік допустимої кратності для класу 10Р

Другим характерним режимом є *робота ТС при наявності аперіодичної складової у струмі короткого замикання*. У трифазних мережах аперіодична складова присутня завжди. Її величина та знак змінюються у широких межах. Найбільш важкий режим роботи, – це коли значення аперіодичної складової є найбільшим і має позитивний знак. Головним показником у цьому режимі є кратність аперіодичної складової струму намагнічування, яка у найбільш важкому випадку може дорівнювати

$$K_{oa} = \frac{I_{оам}}{I_{ом}} < 12.$$

Зростання струму намагнічування I_o за рахунок аперіодичної складової I_{oa} призводить до насичення магнітопроводу з подальшими негативними наслідками.

Третій характерний режим є *режим автоматичного повторного вмикання (АПВ)*. Особливостями такого режиму є:

– у магнітопроводі індукція пропорційна струму намагнічування. У робочому режимі величина індукції у магнітопроводі близько 0,1 Т. При наявності аперіодичної складової індукція суттєво підвищується і може скласти до 1,2 Т. В цих умовах можливе насичення магнітопроводу та спотворення форми кривої струму, особливо у момент переходу струму через нуль, через що виникає додаткова похибка;

– після вимикання струму короткого замикання у магнітопроводі зберігається залишкова індукція, величина якої може досягати 1 Т, та тривати достатньо тривалий час. При подальшому вмиканні вимикача на коротке замикання в умовах однакової полярності, сталь магнітопроводу насичується ще більше, через що зростає похибка. Для полегшення роботи ТС у перехідних режимах використовують немагнітні проміжний магнітопроводі, які дозволяють зменшувати значення залишкової індукції.

Четвертий характерний режим – це *режим роботи ТС при розімкненій вторинній обмотці*. При звичайному режимі роботи відповідно до закону повного струму виконуються такі умови:

$$I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2 + I_0 \cdot N_1,$$
$$I_0 \cdot N_1 = (0,003 \dots 0,05) \cdot I_1 \cdot N_1.$$

При розмиканні вторинної обмотки під навантаженням умови змінюються наступним чином

$$I_2 \cdot N_2 = 0, \quad I_1 \cdot N_1 = I_0 \cdot N_1.$$

Внаслідок підвищення струму намагнічування виникає насичення магнітопроводу і різке зростання електрорушійної сили на кінцях розімкненої вторинної обмотки, яка залежить від величини первинного струму, і може скласти декілька кіловольт. Небезпечними чинниками такого режиму є можливість попадання високого потенціалу в кола вимірювання та релейного захисту; при насиченні магнітопроводу зростає потужність втрат, і підвищується температура нагріву елементів ТС. Одним із

засобів зменшення цього негативного чинника є використання трансформаторів струму з немагнітними проміжками у магнітопроводі, особливо у перехідному режимі. В цьому випадку знижується залишкова індукція, зменшується ймовірність насичення сталі, і, як наслідок, підвищується точність вимірювань. Головними недоліками такої конструкції є зростання магнітного опору магнітопроводу, і, як наслідок, – підвищення похибки. Головними вимогами до ТС з немагнітними проміжками є обов'язкова відсутність насичення сталі та значення залишкової індукції не більшою за 0,1 Т.

11.3 Конструкції трансформаторів струму

В залежності від конструкції первинної обмотки розрізняють два види ТС: без вбудованої первинної обмотки, так звані шинні ТС та ТС із вбудованою первинною обмоткою. В залежності від кількості витків первинної обмотки розрізняють два види ТС: одновиткові та багато виткові [4, 7, 56, 73, 75, 76]. В одновиткових конструкціях первинна обмотка має вигляд стрижня, труби або пакету шин. Структура такого трансформатора струму на прикладі типу ТПОЛ – 10 показана на рис. 11.6. Особливість такої конструкції ТС полягає в наступному:

- при короткому замиканні у первинному колі стрижень первинної обмотки нагрівається, і його діаметр зростає, а головна ізоляція, наприклад, лита, залишається холодною. Такі умови утворюють підвищені механічні напруження в ізоляції, а швидкість її механічного старіння зростає. Для уникнення руйнування литої ізоляції на стрижень намотується скляна та перфорована стрічки;

- магнітопровід має форму тору, а перевагами тороїдального осердя є те, що повністю використовуються властивості сталі, та рівномірно розміщується вторинна обмотка на магнітопроводі. Це дозволяє зменшити індуктивний опір вторинної обмотки і знизити похибку;

– магнітопровід ізолюється від вторинної обмотки накладками з електрокартону, кріплення яких до магнітопроводу здійснюється за допомогою кіперної стрічки;

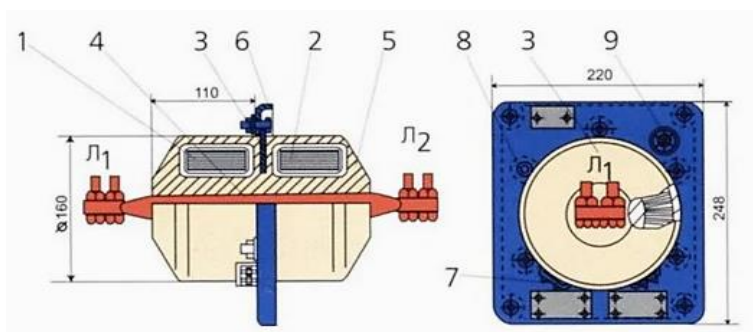


Рисунок 11.6 – Конструкція трансформатора струму типу ТПОЛ – 10:

1, 2 – осердя, 3 – кільце кріплення; 4 – стрижень первинної обмотки; 5 – литий корпус; 6 – опорний фланець; 7 – виводи вторинних обмоток; 8 – виступи кільця кріплення; 9 – болт заземлення.

– вторинна обмотка виготовляється з мідного дроту, який намотується рівномірно вздовж осердя, а окремі шари обмотки чергуються з міжшаровою ізоляцією, яка намотується стрічкою з кабельного паперу;

– головна ізоляція виготовляється з епоксидного компаунду, рідка маса котрого складається з епоксидної смоли, пиловидного кварцового піску та реактиву затвердіння.

Головною перевагою одновиткової конструкції є підвищена електродинамічна стійкість, яка враховує тільки зусилля від шин, що підходять, та простота конструкції. Недоліком є підвищена похибка при вимірюванні малих струмів. Використовуються одновиткові конструкції як прохідні (сумісні з прохідними ізоляторами), так і вбудовані (є елементом іншої ізоляційної конструкції) ТС за умови, що номінальний струм перевищує 400 А. Якщо ТС має декілька вторинних обмоток, вони можуть з'єднуватися паралельно або послідовно. При послідовному підключенні вторинний струм залишається постійним, а вторинна

електрорушійна сила (вторинна потужність) зростають. При паралельному підключенні зростає вторинний струм.

Багатовиткові ТС використовуються за умови, що номінальний струм не перевищує 4000 А, і номінальна напруга знаходиться в межах (6...10) кВ. Структура такого ТС показана на рис. 11.7 [73]. Трансформатори струму типу ТШЛ-10 застосовуються в шинопроводах на коробчастій шині. Вони призначені для установки в комплектні розподільні пристрої (КРП) і закритих струмопроводах. Трансформатори виконані у вигляді шинної конструкції, мають магнітопроводи та вторинні обмотки. Роль первинної обмотки виконує шина шинопровода або КРП. Трансформатори кріпляться до шини, для цього у вікні трансформаторів є два виступи, через які проходять шпильки, за допомогою скоб кріплять трансформатори до струмопровідних шин.

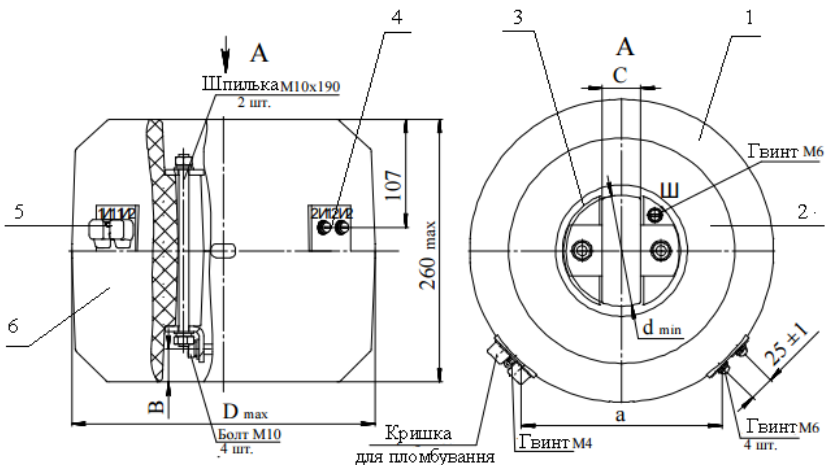


Рисунок 11.7 – Структура багатовиткового ТС типу ТШЛ – 10:

- 1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка; 3 – ізоляція магнітопроводу;
- 4 – виводи вторинних обмоток; 5 – виводи первинних обмоток; 6 – головна ізоляція з епоксидного компаунда.

Кожна вторинна обмотка знаходиться на своєму магнітопроводі. Обмотка, призначена для вимірювання та обліку

електроенергії, позначається № 1; обмотка для живлення кіл захисту, автоматики, сигналізації та керування – № 2. При виробництві трансформаторів 10Р / 10Р обидві вторинні обмотки призначені для захисту. Обмотки трансформаторів залиті епоксидним компаундом, чим забезпечується електрична ізоляція і захист обмоток від проникнення вологи та механічних пошкоджень. До недоліків такої конструкції можна віднести знижену електродинамічну стійкість і підвищене падіння напруги у первинній обмотці через зростання її індуктивного опору.

На класи напруги вище за 35 кВ в умовах відкритих розподільних пристроїв використовуються ТС з паперово-масляною ізоляцією конденсаторного типу (ПМКІ). По конструктивному виконанню ПМКІ поділяється на такі види, які показано на рис. 11.8.

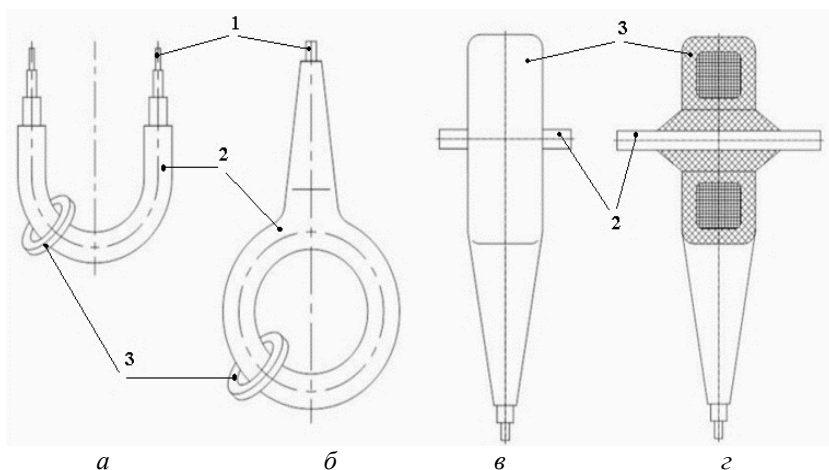


Рисунок 11.8 – Види ПМКІ для конструкцій ТС:

- 1 – виводи первинної обмотки; 2 – первинна обмотка; 3 – тороїдальний магнітопровід зі вторинною обмоткою.

При виготовленні U-образної ізоляції високовольтна ізоляція (головна) накладається на первинну обмотку.

Магнітопровід із вторинною обмоткою не ізолюється. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 11.8, *а*.

При виробництві ізоляції римовидної форми першого роду високовольтна ізоляція накладається на первинну обмотку, що має вигляд риму (кільце, яке створює обмотку з хвостом, який в свою чергу утворює виводи обмотки). Магнітопровід з вторинною обмоткою не ізолюється (див. рис. 11.8, *б*).

Ізоляція римовидної форми другого роду. Для її виготовлення головна ізоляція накладається на вторинну обмотку. Первинна обмотка не ізолюється (ізолюється тільки відносно землі). Загальний вид такої конструкції показано на рис. 11.7, *в*.

Ізоляція римовидної форми третього роду. Для її виготовлення головна ізоляція розподіляється порівну між первинною та вторинною обмотками. Зовнішня конденсаторна обкладинка первинної обмотки з'єднується гальванічно із зовнішньою конденсаторною обкладинкою вторинної обмотки. Загальний вид такої конструкції показано на рис. 11.8, *г*.

Каскадна ізоляція – це багатоступенева конденсаторна система, яка збирається з вище позначених елементів. Такі системи використовують на класи напруги 220 кВ та вище, наприклад, у каскадних ТС.

Найбільш широке використання отримали ізоляційні конструкції у вигляді вісімки або римовидної форми (див. рис. 11.7, *б*). Конструктивними особливостями таких ТС є наступне:

- первинна обмотка виготовляється з гнучкого багатожильного проводу і може мати декілька паралельних гілок, які можливо підключати паралельно або послідовно;

- ПМКІ виготовляється зі стрічки конденсаторного паперу товщиною 0,12 мм, яка намотується по спіралі напівнахлестом;

- активна частина ТС після виготовлення та сушіння у середовищі вакууму встановлюється у порцеляновий корпус, який заповнюється трансформаторним маслом (рис. 11.8);

у газонаповнених ТС замість паперу використовується плівка зі спеціальних матеріалів на основі поліетилену. Замість трансформаторного масла використовують елегаз, а замість порцелянової ізоляції – складену покритку з паперово-

епоксидного циліндру та нанесенням на нього ребер з кремнійорганічної гуми (рис. 11.9).

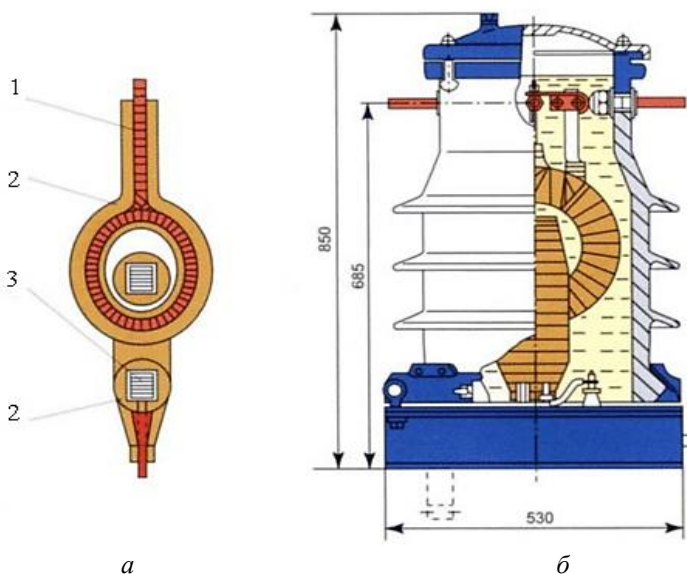


Рисунок 11.9 – Трансформатор струму ТФЗМ-35:

a – магнітопровід з обмотками; *б* – зовнішній вигляд ТС;
1 – первинна обмотка; 2 – ізоляція; 3 – вторинна обмотка.

Трансформатори струму напругою від 35 кВ до 110 кВ – це вимірювальні трансформатори (див. рис. 11.9), які мають наступні складові:

- первинні обмотки (з двох або чотирьох однакових секцій, що з'єднуються внутрішніми перемичками);
- вторинні обмотки;
- замкнений магнітопровід;
- фарфоровий корпус;
- верхні циліндричні частини (маслорозширювач);
- металевий зварний цоколь (це несуча опорна конструкція, на якій передбачено майданчик і гвинт заземлення);
- коробка вторинних виводів;

- масловказівник;
- повітроосушувач.

Обмотки трансформатора струму та магнітопровід розміщені в фарфоровому корпусі (ізоляторі), що заповнений трансформаторним маслом. Рівень масла в трансформаторі струму контролюється по рівню масла в масловказівнику, що знаходиться в верхній частині корпусу.

Принцип роботи трансформатора струму полягає в тому, що первинна обмотка трансформатора струму вмикається послідовно (в розрив) фази електричного кола. Від первинної обмотки, що знаходиться під високою напругою, вторинна обмотка надійно ізолюється, що гарантує безпечне обслуговування вторинних кіл і підключених до них приладів і пристроїв релейного захисту. Струмові кола навантаження підключаються до затискачів вторинних обмоток послідовно. Але навіть при послідовному з'єднанні опір вторинного навантаження невеликий, тому вважають, що робочий режим трансформаторів струму є наближений до режиму короткого замикання. Розімкнення вторинної обмотки призводить до зникнення розмагнічувальної дії вторинного струму, і тоді увесь первинний струм стає струмом намагнічування. При такому режимі різко зростає магнітна індукція в сталі магнітопроводу, активні втрати в сталі магнітопроводу збільшуються в багато разів, що й призводить до її перегріву, обгорання ізоляції обмотки, і як наслідок, пошкодженню трансформатора струму. Окрім того, великий магнітний потік наводить у вторинній обмотці значну електрорушійну силу, яка може досягати кількох десятків кіловольт, що становить небезпеку для ізоляції вторинних кіл і працівників, які їх обслуговують, а тому необхідно заземлювати один з кінців вторинної обмотки на місці встановлення трансформатора струму. Враховуючи вказане, вторинні обмотки трансформаторів струму повинні бути завжди замкнені на реле, прилади чи закорочені на випробувальних затискачах. За необхідності заміни реле чи приладу попередньо повинна встановлюватись шунтуюча їх перемичка, на трансформаторі струму. Переносні вимірювальні прилади підключають до вторинних кіл працюючих трансформаторів струму з допомогою роз'ємних випробувальних затискачів чи випробувальних блоків,

що дозволяють проводити ввімкнення чи вимкнення приладів без розриву вторинного кола.

Газонаповнені трансформатори струму ТРГ-УЕТМ®-35 (серії ТРГ) призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту та керування в пристроях змінного струму частоти 50 Гц або 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ (рис. 11.10).

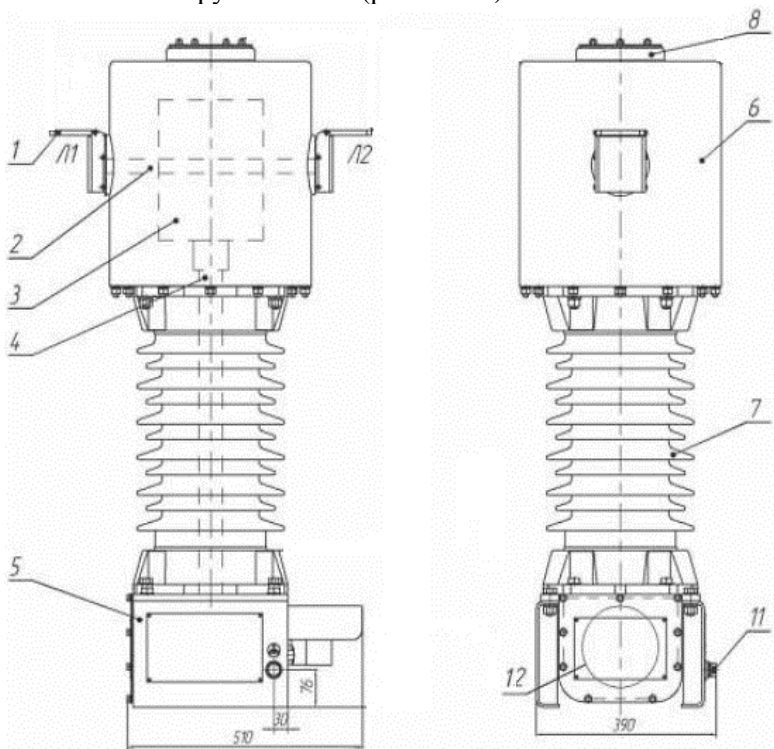


Рисунок 11.10 – Трансформатор струму ТРГ-УЕТМ-35:

- 1 (L1, L2) – виводи первинної обмотки; 2 – струмопровідний стрижень;
- 3 – блок вторинних обмоток; 4 – стійка; 5 – це стійка; 6 – резервуар;
- 7 – ізолятор; 8 – мембранний вузол; 9 – клапан для заправки газом;
- 10 – сигналізатор ущільнення; 11 – болт заземлення.

Крім того вони призначені для експлуатації у відкритих та закритих розподільних пристроях в діапазоні температур від плюс 40 ° С до мінус 60 ° С (кліматичне виконання УХЛ категорія розміщення 1), у вибухобезпечному навколишньому середовищі, яке не містить агресивних газів і парів в концентраціях, що руйнують метали та ізоляцію.

ТС має високий клас точності обмотки для вимірювання - аж до класу комерційного обліку електроенергії 0,2 S. Можливість виготовлення трансформатора зі спеціальною комплектацією вторинними обмотками (наприклад, з двома обмотками для вимірювання). Відсутність внутрішньої твердої ізоляції виключає виникнення часткових розрядів, дозволяє не проводити періодичні перевірки і випробування ізоляції, а також знижує до мінімуму ймовірність внутрішнього пробоя ізоляції. Посилене кріплення стійки з активною частиною гарантує збереження виробу навіть в жорстких умовах транспортування і при будь-яких динамічних навантаженнях при експлуатації. Трансформатор струму серії ТРГ є конструкцією, у верхній частині якої розташований металевий корпус, закріплений на опорному ізоляторі. Ізолятор, в свою чергу, закріплений на станині, в якому знаходиться коробка виводів вторинних обмоток.

В металевому корпусі закріплена первинна обмотка і її виводи, всередині корпусу розміщуються вторинні обмотки. Внутрішні порожнини корпусу і ізолятора заповнені ізолюючим газом. Конструкція первинної обмотки дозволяє отримати різні коефіцієнти трансформації при змінненні кількості витків методом послідовно-паралельного з'єднання секцій первинної обмотки. Конструкція такого ТС дозволяє виготовлення без перемикання з одним коефіцієнтом трансформації.

Вторинні обмотки розташовані в електростатичних екранах з метою вирівнювання внутрішнього електричного поля. Магнітопровід вторинної обмотки для вимірювання виготовлений з нанокристалічного сплаву, магнітопровід вторинної обмотки для захисту виготовлений з холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі. Контроль тиску газу проводиться за допомогою сигналізатора щільності, що має температурну компенсацію. Сигналізатор щільності оснащений

двома парами контактів, що дозволяє отримувати сигнал при двох значеннях щільності (тиску) газу і дистанційно здійснювати контроль тиску газу. У верхній частині трансформатора струму розташований захисний пристрій, який з'єднує внутрішній газовий об'єм з атмосферою при значному перевищенні внутрішнього тиску (наприклад, при надмірному заповненні газом або внутрішньому дуговому перекритті), що робить апарат вибухобезпечним.

11.4 Цифрові трансформатори струму

Волоконно-оптичні перетворювачі струму (ВОПС) або оптичний трансформатор струму (ОТС) являють собою новий клас вимірювачів електричного струму, що з'явився на ринку відносно нещодавно. Оптичні трансформатори струму вільні від багатьох недоліків, властивих традиційним електромагнітним трансформаторам струму. Перш за все це стосується електро- і пожежної безпеки, екологічності, зручності монтажу і простоти обслуговування, відсутності ефектів насичення і гістерезису при коротких замиканнях на лініях електропередачі і в електрообладнанні. Крім того, ВОПС дозволяє вимірювати параметри електричного струму без додаткового споживання енергії з лінії, в той час, як вимір струму традиційними трансформаторами призводить до відбору електричної енергії. Наприклад, класичні трансформатори струму і напруги за рахунок навантаження вторинних кіл апаратурою релейного захисту (РЗ), автоматики тощо, споживали з первинної мережі від 500 ВА до 1 800 ВА на фазу. Сучасні електронні трифазні ТС і ТН навіть з урахуванням резервування споживають не більше 200 ВА, багатофункціональні термінали РЗ - приблизно стільки ж. Таким чином, можна сказати, що технологічні втрати електроенергії, викликані роботою систем обліку, захисту та протиаварійної автоматики знизяться орієнтовно в 2-5 разів при переході на цифрові технології [17, 52, 60, 78]. Відзначимо також, що ключовою особливістю ВОПС є уявлення вихідної інформації про вимірювальний струм струмі в цифровому вигляді (код). Цей факт дозволяє без додаткових перетворень збирати, обробляти,

зберігати і передавати інформацію на будь-яку відстань в реальному часі.

Практичний інтерес також представляє вимірювальне перетворення струму на основі гальваномагнітних ефектів [5], які використовуються в датчиках магнітного поля, що дозволяють вимірювати не тільки змінний, але і постійний струм, а також змінний струм, що супроводжується повільно затухаючими аперіодичними складовими. Вимірюваний струм створює магнітне поле, на яке і реагує датчик. До гальваномагнітних перетворювачів відносяться датчики Холла, магніторезистори, магнітодіоди і магнітотранзистори. Отже, актуальним є вибір найбільш перспективних видів первинних вимірювальних перетворювачів струму.

На теперішній час розробкою оптичних датчиків займається декілька компаній, серед яких є відомі канадська компанія NxtPhase T&D Corporation, шведська фірма PowerSense, американські фірми Airak, Inc, OptiSenseNetwork, Inc., ABB, Inc. та FieldMetrics, Inc. (FMI).

Головні переваги ОТС в порівнянні з їх електромагнітними аналогами полягають в наступному:

- можливість масштабного вимірювання та перетворення змінного (до 100 кА) та постійного або імпульсного (до 600 кА) струму різних рівнів напруги (до 800 кВ);

- оптико-електронне малоінерційне перетворення світлових сигналів із відсутністю явищ гістерезису, залишкового намагнічування та магнітного насичення, які є характерними для електромагнітних аналогів і обмежують їх динамічний діапазон і точність вимірювань;

- великий динамічний діапазон ($0,1 - 200 \% I_{I_{ном}}$) і висока точність (0,1-0,2 %) для вимірювань та захисту струмових кіл, що можливо досягти за рахунок використання поляризованих світлових сигналів та їх цифрової обробки;

- широка смуга пропускання сигналів (не менше 6 кГц), що дозволяє виконувати повний аналіз не лише кількості, але і якості електроенергії в частині гармонік (до 100 гармонік) та перехідних процесів (для захисту);

- можливість інтеграції в вимірювальні та інформаційні системи з використанням різних інтерфейсів - аналогових, дискретних та цифрових;
- висока стійкість до електромагнітних перешкод, що дозволяє встановлювати виробу в складних електромагнітних умовах без його попереднього аналізу та корекції;
- довговічність, довготривала стабільність та висока повторюваність метрологічних параметрів виробів;
- низька чутливість до вібрацій та зміни температури;
- малі масо-габаритні параметри.

Застосовувати ОТС найбільш ефективно в середньо- та високовольтних електричних мережах. Це пояснюється тим, що найскладніші питання забезпечення ізоляції вирішуються автоматично за рахунок фізичної природи перетворювача, через те, що елементи оптичного волокна по своїй суті є діелектриками. А отже легко забезпечується гальванічна розв'язка вимірювального та високовольтного кіл, підвищується безпека при експлуатації даних приборів.

11.4.1 Конструкція та характеристики ОТС

Типова схема оптичного ТС містить чутливий елемент у вигляді декількох витків ОВ (оптоволокна), розташованих у жорсткій захисній оболонці з немагнітного матеріалу, тобто струмову головку для ОТС, та електронно-оптичний блок (ЕОБ), що з'єднується з чутливим елементом через оптичний крос (рис. 11.11) [17, 52, 76].

На схемі відображені інтерфейси: V_2 – потенційний вихід; I_2 – струмовий вихід; Код — вихід АЦП. ЕОБ генерує за допомогою вбудованого лазера та модулятора на своєму оптичному виході монохроматичний циркулярно поляризований світловий сигнал, який направляється по оптоволокну, який підтримує поляризацію, на вхід чутливого елемента. У чутливому елементі площина поляризації сигналу піддається під впливом магнітного поля H_1 струму I_1 відповідному повороту на кут Фарадея, а з виходу чутливого елемента світловий сигнал надходить на оптичний вхід ЕОБ, де на фазовому детекторі з нього формується електричний вимірювальний сигнал.

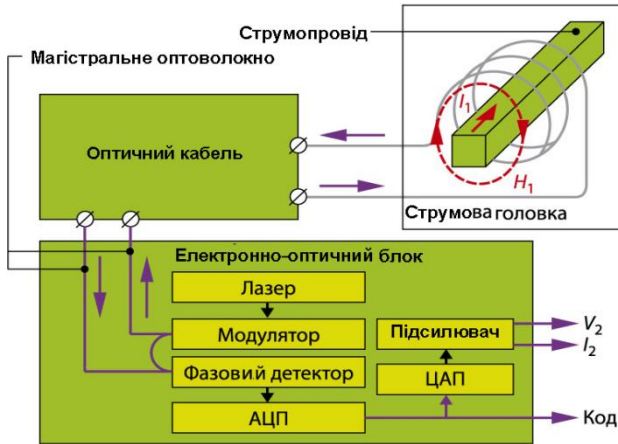


Рисунок 11.11 – Спрощена структурна схема оптичного трансформатора струму

Далі цей сигнал через аналого-цифровий перетворювач (АЦП) надходить у вигляді цифрового коду певної розрядності на дискретний інтерфейсний вихід ЕОБ і далі через цифро-аналоговий перетворювач (ЦАП) на підсилювач, де формуються нормовані аналогові вихідні сигнали у вигляді напруги або струму для видачі на аналоговий інтерфейс ЕОБ. Таким чином, вимірювальна інформація може бути отримана на виході ЕОБ для подальшої обробки. У тому випадку, коли чутливий елемент за технологічними вимогами, наприклад, на високовольних підстанціях, має бути віддалений від ЕОБ (майже до 1 км), для підключення чутливого елемента додатково використовується магістральне ОВ, що зберігає поляризацію, і кросовий блок (кабельний бокс), який підключає його до ОВ чутливого елемента. Склад обладнання і функції, які повинен виконувати ЕОБ, залежать від виробника і карти замовлення виробу. Зокрема, ЕОБ, що містить вбудований годинник, мікропроцесор і пам'ять, здатний перетворювати в реальному часі поточні цифрові коди АЦП в іменовані цифрові результати вимірювань основної та похідної гармоніки вимірюваного струму, накопичувати їх в пам'яті за різні інтервали часу і видавати

результати вимірювань через цифровий інтерфейс в цифрову обчислювальну мережу об'єкта або суб'єкта обліку. Тим самим ОТС або оптоволоконні (оптичні) перетворювачі струму (ОПС), на відміну від їх електромагнітних аналогів, легко можна включати в ті чи інші цифрові системи (наприклад, цифрові підстанції відповідно до стандарту [25, 35]), минаючи проміжне використання вимірювальних приладів.

Конструкція струмових головок для ОТС залежить від конструкції високовольтних шин на об'єкті обліку, з якими ці головки повинні поєднуватися. На рис. 11.12 наведені три варіанти струмових головок одного з провідних світових виробників ОТС / ОПС (NxtPhase Corporation) для шин різного виду. У ОТС струмові головки встановлюються на вершині ізоляційних колон, які виконують одночасно функції опори шини з головкою, захисту ОВ від впливів зовнішнього середовища (ОВ проходить всередині колони від головки до кросовому блоку, розміщеному, як правило, в основі колони) і додаткової електричної ізоляції кросового блоку і персоналу, що працює з ОВ біля основи колони.

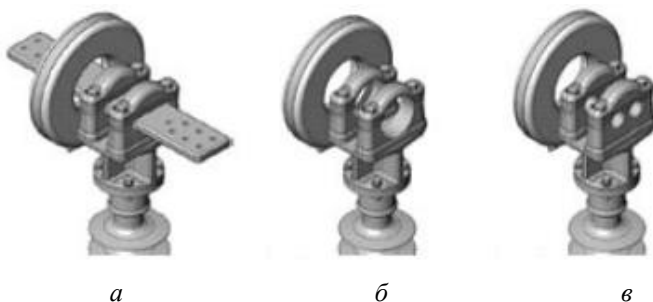


Рисунок 11.12 – Конструкція струмових головок ОТС виробництва NxtPhase Corporation:

a – для плоскої шини; *б* – для одиначної круглої шини;
в – для спарених круглих шин.

Для забезпечення опорної функції колона виготовляється у вигляді спіралеподібного циліндра необхідної висоти, а для

забезпечення його захисної і ізоляційної функцій використовують композитний матеріал (склопластик) з високими ізоляційними і антикорозійними властивостями. В ОПС замість стандартної струмової головки використовується вимірювальна петля, форма і розмір якої підбираються під ту струмоведучу шину, в якій необхідно виміряти струм. ОПС з такою змінною петлею називають трансформованим.

На відміну від ОТС, що застосовуються на високовольтних підстанціях для вимірювань змінного струму промислової частоти, ОПС використовують, як правило, для вимірювання великих змінних або постійних струмів в різних технологічних процесах на енергоємних виробництвах, наприклад, в електрометалургійній або електрохімічній промисловості. Загальні технічні та метрологічні характеристики ОТС і ОПС нормуються тим же стандартом, що і для електромагнітних ТС [25, 30]. Специфічні характеристики ОТС і ОПС, включаючи вимоги до їх конструкції, тестування, точності вимірювання гармоніки (для систем вимірювання, захисту і контролю якості електроенергії), аналогового і цифрового інтерфейсу, нормуються стандартами [35, 36].

Датчики компанії NxtPhase T & D Corporation досить добре відомі в області автоматизації систем контролю та захисту електричних мереж високої напруги. Разом з цим, величезні можливості відкривають оптичні датчики для середньовольтних (MV) та низьковольтних (LV) кіл. Малі габарити і вага цих датчиків дозволяють розмістити вимірювальний комплекс на їх базі на опорі лінії електропередачі, або підвісити до проводів. В деяких випадках ці датчики вигідно використовувати і в мережах низької напруги, отримуючи кращі надійність і масо-габаритними показниками. Деякі узагальнені порівняльні характеристики оптичних датчиків різних компаній наведені в таблиці 11.1. Природно, що в таблицях надаються деякі узагальнені параметри продукції, що випускаються тією чи іншою компанією, без уточнення особливостей конкретних марок виробів.

Розглянемо детальніше деякі характерні особливості оптичних датчиків ОТС та ОПС кожної компанії, і які випускаються серійно.

Таблиця 11.1 – Порівняльні характеристики оптоволоконних датчиків струму різних компаній

Характеристика	NxtPhase	Power Sense	Opti Sense	FieldMetri cs	ABB	Ariak	ТОВ «УВП»
Номинальний струм	0,1-100	5-20	0,003-1	0,6-20	1-3,5	0,003-30	1-450
Клас точності, %	0,25	2	0,2	0,2	0,2	1	0,25
Робоча частота, Гц	50/60	50/60	-	50/60	50/60	50/60	0-6000
Частотна полоса, Гц	0,01-6000	-	-	До 5000	0-10000	5-5000	0-9000
Номинальна напруга, кВ	69-765	36	15, 20, 35	11-36	72,5-800	3,6-36	110-750
Маса, кг	49-95	-	9	5-15	50-186	0,028-0,57	От 40
Діапазон робочих температур, °С	-50...+60	-40...+50	-40...+75	-50...+85	-5...+40	-40...+85	-50...+60

Компанія NxtPhase T&D Corporation випускає:

- високовольтні вимірювальні оптичні перетворювачі струму NXCT для вимірювання струму до 4 кА з класом точності 0,5 в мережах 60-750 кВ;

- високовольтні вимірювальні оптичні перетворювачі напруги NXVT для вимірювання в діапазоні 138-500 кВ з класом точності 0,25;

- вимірювальні оптичні перетворювачі, які трансформують ХСТ-F3, призначені для вимірювання струмів до 100 кА в колах змінного струму і до 600 кА в колах постійного струму, що дає можливість їх використовувати в металургійній та хімічній промисловості.

Компанія FieldMetrics Inc., заснована в 2001 р. та спеціалізується на розробці та виробництві трьох лінійок оптоволоконних датчиків для середньовольтних енергетичних мереж змінного струму напругою 11-36 кВ: MetPod, FiberMetPod, MetPodLite класу точності 0,2. В лінійку MetPod входять комбіновані датчики струму та напруги, які можуть встановлюватися безпосередньо на опорі. Електронний блок з автономним блоком живлення виконаний в єдиній конструкції з датчиками. Зв'язок з пунктом збору та обробки інформації виконується по радіоканалу потужністю до 1 Вт (рис. 11.13 та 11.14). FiberMetPod передбачає інтегроване виконання датчика струму та електронного перетворювача оптичного сигналу в цифровий код, розміщені в легкому міцному корпусі.

Безпосередньо на корпусі монтується радіопередавач, який забезпечує безпроводний зв'язок з диспетчерським пунктом. MetPodLite – датчик струму класу 0,3, полегшеної конструкції, монтується на ізольованій штанзі, підключеній між активним проводом та нейтраллю. Датчики мають більш низьку вартість порівняно з MetPod. Крім обладнання для контролю параметрів середньовольтних мереж, фірма активно розробляє та впроваджує датчики класу 0,3 для високовольтних мереж. В основі цих датчиків лежить модульний принцип побудови з використанням опорних модулів на 15 кВ, із яких можливо зібрати датчики для мереж до 750 кВ.



a



б

Рисунок 11.13 – Комбінований модуль MetPod (*a*) та датчик струму MetPod Lite (*б*)

Компанія PowerSenseA/S, заснована в 2006 р., запропонувала споживачам лінійку вимірювального обладнання Discos, в яку входять оптоволоконні датчики струму та напруги та комбіновані датчики струму/напруги, призначені для роботи в мережах 36 кВ. Діапазон вимірювання струмів – від 5 А до 20 кА з похибкою 2%, похибка при вимірюванні напруги – 1%. Самі датчики встановлюються на штанзі та оптоволоконному з'єднанні з оптичним модулем, розміщеному на опорі.

Компанія OptisenseNetwork, заснована в 2001 р., спеціалізується на виробництві компактних датчиків струму та напруги, які використовуються в мережах з напругою 35 кВ.

Компанія Airak Inc. випускає оптоволоконні датчики, які відрізняються найменшими масо-габаритними показниками. Кращі показники мають датчики струму цієї фірми. Струмівий діапазон для повітряних ліній дозволяє вимірювати струми в діапазоні від 3 А до 1 кА (можливі версії до 15 кА) з похибкою, яка не перевищує 1%. Він працює в діапазоні температур від – 40 °С до + 85°С. Маса цих датчиків не перевищує 570 г, що дозволяє

легко змонтувати їх прямо на дротах, не виконуючи роз'єднання лінії (рис. 11.15).



Рисунок 11.14 – Трансформатор струму, що монтується безпосередньо на струмопровідну шину

Компактність та мала маса останнього датчика привертає увагу розробників систем контролю та керування енергетичними системами на наземному, морському та повітряному транспорті. В США в рамках програми по модернізації морського флоту розробляється так звані «повністю електричні» (all-electric) морські судна. Для забезпечення моніторингу та керування усіма системами судно повинен мати близько 10000 електричними датчиками. Таку задачу неможливо вирішити з використанням традиційних датчиків, включаючи датчики Холла. В зв'язку з цим фірма Airak, Inc спеціально для цього розробила надмініатюрні оптоволоконні датчики струму та напруги з похибкою вимірювання 1%, призначені для вимірювання струму та напруженості магнітного поля при застосуванні в стаціонарному обладнанні (рис. 11.15). Датчик має масу 28 г та

встановлюється на шину 4" x 3/4". Струми вимірюються в діапазоні від 3 А до 3 кА з похибкою 1%.

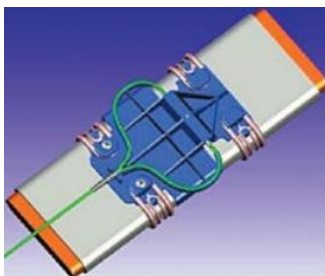


Рисунок 11.15 – Датчик струму і напруженості магнітного поля для застосування в стаціонарному обладнанні фірма Airak, Inc

Компанія АВВ, Inc. відома, перш за все, струмовими датчиками, що використовуються в колах постійного струму, робота яких заснована на ефекті Холла. Перетворювачі такого типу надійні, але дуже складні, а їх маса може сягати 2000 кг. При їх встановленні також необхідні складні процедури настройки для виключення впливу асиметричного поля та перехресних наводок з розміщених поряд шин. Для рішення цих та других проблем компанія АВВ розробила новий оптоволоконний датчик струму (FiberOpticCurrentSensor, FOCS) (рис. 11.16).

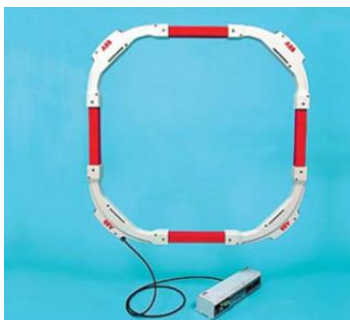


Рисунок 11.16 – Оптиковолоконний датчик струму FOCS компанії АВВ, Inc

Порівняно з датчиками Холла нові датчики мають наступні переваги:

- тривалість встановлення та вводу в експлуатацію вимірюється годинами, а не днями;
- різко знижується складність системи;
- прилади не схильні впливу магнітних полів складних конфігурацій та перехресним наводкам від сусідніх шин;
- збільшується точність (до 10-кратного зменшення похибки);
- широка полоса пропускання забезпечує швидку реакцію на пульсації та нестиковки струмів;
- датчики забезпечують вимірювання постійних струмів як в одному, так і в двох напрямках.

Датчик дозволяє вимірювати струми від 0 кА до ± 500 кА з похибкою 0,1% в діапазоні частот від 0 кГц до 4 кГц. Маса однієї секції – 5 кг. Застосування таких датчиків в металургійній та хімічній промисловості може суттєво підвищити ефективність виробництва та дати значний економічний ефект. У виробництві алюмінію, міді, марганцю, цинку, сталі та хлору потрібні дуже великі об'єми електроенергії. Електролізні ванни для виробництва алюмінію, зазвичай, живляться постійною напругою 1000 В та споживають струм до декількох сотень кілоампер. Необхідно врахувати, що помилка на 0,1% у вимірюванні струму 500 кА призводить до помилки обліку потужності на 0,5 МВт.

Компанія ABB, Inc вважається одним із лідерів в розробці також і оптоволоконних датчиків для високовольтних електроенергетичних мереж. Магнітооптичні датчики струму (Magneto-OpticCurrentTransformer, МОСТ) цієї компанії може використовуватися в мережах з напругою від 72,5 кВ до 800 кВ для вимірювання струмів до 3,5 кА.

Електронно-оптичний блок за допомогою лазера генерує монохроматичний циркулярно поляризований світловий сигнал, що, проходячи через чутливий елемент, змінює площину поляризації і надходить назад в електронно-оптичний блок на оптичний вхід, де на фазовому детекторі з нього формується електричний вимірювальний сигнал.

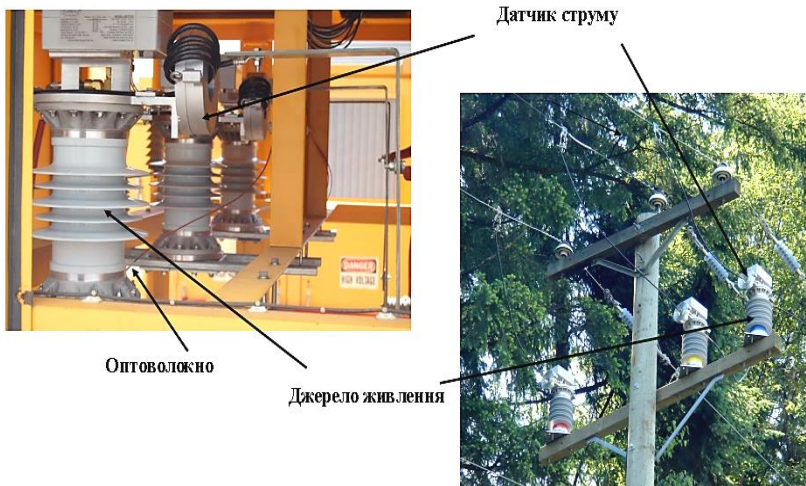


Рисунок 11.17 – Оптичне розподільний пристрій в металевому кожусі фірми MetPod

Одною з перших у розробках оптичних вимірювальних трансформаторів наприкінці минулого століття стала канадська компанія NxtPhase, яка сьогодні входить до складу групи Areva. Розглянемо ОЕТТ виробництва фірми NxtPhase (рис. 11.18).

У таблиці 11.2 наведені основні характеристики оптичного вимірювального ТС її виробництва. Розглянемо ОЕТТ виробництва фірми NxtPhase (рис. 11.19, а). Варто зауважити, що NxtPhase запропонували нову конструкцію ОЕТТ з розімкненою оптичною петлею NXST-F3, зображеною на рис. 11.19, б). Оптичні трансформатори струму NXST-F3 можуть бути використані в інформаційно-вимірювальних системах технічного і комерційного обліку і контролю якості електричної енергії.

Трансформатор має вимірювальний датчик, виконаний у вигляді декількох витків розімкненої волоконно-оптичної петлі, що охоплює високовольтний ввід, генераторну шину, або провідник зі струмом. Особливості конструкції дозволяють встановлювати трансформатор в тих місцях, де установка традиційних мідних трансформаторів є дуже ускладненою, або просто неможливою. Вимірювальна петля датчика є оптичне волокно, що зберігає

поляризацію, підключається до штатного комплексу електроніки NXCT зі стандартним набором вихідних інтерфейсів.

Це – ідеальне рішення, що дозволяє в короткі терміни і з мінімальним обсягом підготовчих робіт, організувати розгортання вимірювального або перевірного комплексу.

Таблиця 11.2 – Технічні характеристики оптичних вимірювальних трансформаторів струму розробки NxtPhase

Класи напруги	Від 36 кВ до 1150 кВ змінного струму. Від 25 кВ до 800 кВ постійного струму
Класи точності	0.2S –для вимірювання. 5P –для захисту
Діапазон номінальних струмів, А	100-4000
Струм термічної стійкості (1 с), кА	63
Струм електродинамічної стійкості, кА	170
Інтерфейси	
Цифровий	IEC61850-8-1/9-2LE
Аналоговий LEA-інтерфейс	4 8 –вимірювання, 200 мВ –захист
Аналоговий HEA-інтерфейс	1 А.5А
Смуга пропуску	Від 10 Гц до 6 кГц (розш.-до 20 кГц)
Живлення	
Напруга живлення електричного блоку	Від 70 до 150 В постійного струму
Номінальна споживана потужність, Вт	50
Механічні параметри	
Маса, кг	49-95
Висота, м	15-6,3
Ізолятор	Композитний сухого типу із захисною суцільнолітою оболонкою із силіконової гуми

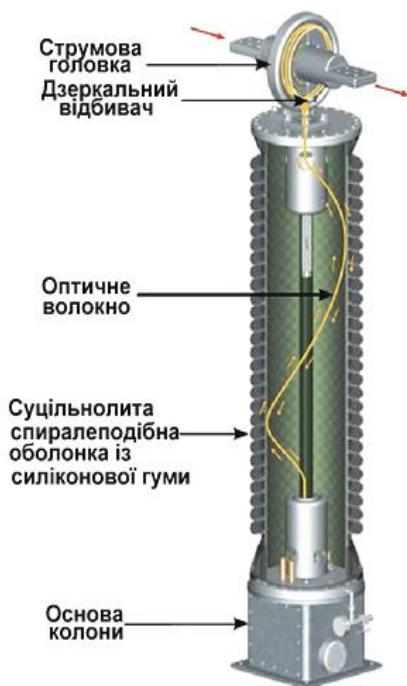


Рисунок 11.18 – Оптичний вимірювальний трансформатор струму

Висновок, який можна зробити з наведеного огляду, такий, що клас оптичних датчиків струму та напруги може займати суттєве місце в системах моніторингу, контролю та управління в енергетиці, металургійній, хімічній, суднобудівельній та оборонній промисловості. Схема оптичного ТС складається з чутливого елемента у вигляді кількох витків оптичного волокна, що намотані навколо струмопроводу і розміщені в захисній оболонці з немагнітного матеріалу, і електронно-оптичного блоку, що з'єднаний з чутливим елементом [17, 69, 79, 80].



Рисунок 11.19 – Оптичні вимірювальні трансформатори фірми NXTPHase:

a – вимірювальний оптичний трансформатор струму NXCT;
б – трансформатор струму з оптичною петлею, яка розмикає NXCT-F.

11.5 Запитання для самоконтролю

11.5.1. Поясніть призначення вимірювальних трансформаторів струму. Зобразіть схеми їх включення.

11.5.2. Поясніть основні технічні характеристики вимірювальних трансформаторів струму.

11.5.3. Які типи вимірювальних трансформаторів струму для внутрішньої установки застосовуються в даний час?

11.5.4. Розкажіть про будову та принцип роботи трансформатора струму для внутрішньої установки на прикладі ТПОЛ-20.

11.5.5. Розкажіть про будову та принцип роботи трансформатора струму ТПЛ-10.

11.5.6. Розкажіть про будову трансформатора струму ТЗЛ і його особливості.

11.5.7. Розкажіть про будову та принцип роботи трансформатора струму для зовнішньої установки на прикладі ТФЗМ.

11.5.8. Поясніть пристрій і принцип роботи оптико-електронного трансформатора струму ОЕТТФ.

12 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

Трансформатори напруги (ТН) призначені для перетворення високої напруги у низьку напругу стандартної величини, зручної для вимірювання, яка складає 100 або $100/\sqrt{3}$ В. Це дозволяє використовувати стандартні вимірювальні прилади та релейний захист. Загальні відомості о ТН та їх головні параметри приведено у [4, 33, 37, 76]. У мережах високої напруги ТН виконують такі функції, як ізоляція мереж низької напруги (вимірювання та релейний захист) від високих потенціалів та отримання стандартного значення вторинної напруги. Первинна обмотка ізолюється від вторинної на повний клас напруги і один з виводів вторинної обмотки заземлюється. Електрична схема вмикання ТН показана на рис. 12.1, а. ТН можливо класифікувати за такими ознаками:

- за кількістю обмоток (дво- або триобмоточні);
- за кількістю фаз (одно- або трифазні);
- за класом точності, який визначає величину похибки ТН;
- за способом охолодження (масляне, природне повітряне, елегазові);
- за родом встановлення (для внутрішнього або зовнішнього).

Головними номінальними параметрами ТН є:

- номінальні первинна та вторинна напруги;
- номінальний коефіцієнт трансформації;
- похибка по напрузі $\Delta U\%$, яка завдається у % відносно номінальної первинної напруги;
- кутова похибка δ , яка вимірюється у хвилинах;
- номінальна потужність, це найбільша потужність при коефіцієнті потужності 0,8, яка може бути отримана з ТН при умові, що похибка не виходить за межі класу точності. Причинами виникнення похибок активні та реактивні опори ТН, а також наявність струму намагнічування.

Для розрахунків та проектування ТН використовують еквівалентну електричну схему заміщення, яка приведена на рис. 12.1, б. При розрахунках за еквівалентною схемою заміщення всі параметри схеми приводяться до вторинної

обмотки за допомогою коефіцієнта приведення, значення якого визначається з умови

$$K_{np} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2} .$$

На схемі заміщення (див. рис. 12.1, б) використовуються такі параметри позначення:

r_1, x_1 – відповідно активний та індуктивний опори первинної обмотки;

r_2, x_2 – відповідно активний та індуктивний опори вторинної обмотки;

r_0, x_0 – відповідно активний та індуктивний опори кола намагнічування;

I_1, I_2, I_0 – струми, відповідно, первинний, вторинний та намагнічування.

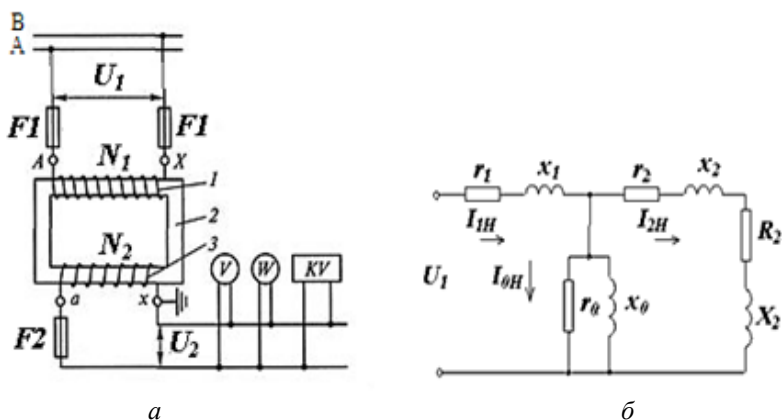


Рисунок 12.1 – Електричні схеми трансформаторів напруги:

a – схема підключення ТН; b – еквівалентна Т-образна схема заміщення ТН;

1 – кількість витків первинної обмотки; 2 – магнітопровід;

3 – кількість витків вторинної обмотки.

На основі еквівалентної схеми заміщення будується векторна діаграма, на якій відображені всі складові схеми заміщення з

урахуванням їх взаємного впливу. Така векторна діаграма дозволяє моделювати поведінку ТН при змінні його параметрів. Векторна діаграма та особливості її побудови наведені у [76].

12.1 Похибки та класи точності трансформаторів напруги

У трансформаторів напруги, так само як і у трансформаторів струму, розрізняють два типи похибки: похибка по напрузі та кутова похибка. Похибка по напрузі як правило розраховується емпіричною формулою, в яку підставляють параметри з векторної діаграми [76]. За відсутністю компенсації вона має негативний знак і складається з двох частин. Перша частина визначається струмом намагнічування, друга – струмом навантаження і є найбільш впливовою на похибку.

Існують наступні засоби зниження похибки:

- зменшення активного опору обмоток шляхом зменшення густини струму в обмотках, яка складає приблизно $0,3 \text{ А/мм}^2$;
- зниження індуктивного опору обмоток шляхом зменшення відстані між первинною та вторинною обмотками;
- зниження потужності навантаження;
- зниження первинної напруги в зрівнянні з номінальним значенням викликає підвищення похибки.

Кутова похибка у залежності від типу навантаження може мати як позитивний знак (при активному навантаженні), так і негативний знак (при індуктивному навантаженні). Кутова похибка складається з двох частин. Перша частина визначається струмом намагнічування, друга – струмом навантаження і є найбільш впливовою на похибку. Чинники, що мають вплив на кутову похибку аналогічні чинникам, що впливають на похибку по напрузі [76]. Розрізняють такі класи точності ТН:

- клас 0.2 використовують для проведення точних вимірювань (тестові перевірки, вимірювання та ін.);
- класи 0.5 та 1 використовують для приладів вимірювання;
- клас 3 використовують для живлення релейного захисту.

Для класів точності 0.2, 0.5 та 1 у довідниковій літературі [6, 8] нормуються обидва типи похибок. Для класу 3 нормується тільки похибка по напрузі. Компенсація похибки по напрузі

здійснюється зменшенням кількості витків первинної обмотки. При цьому вводиться позитивна похибка, яка компенсує існуючу негативну похибку. Величина позитивного додатку похибки обирається таким чином, щоб при холостому ході ТН мав найбільшу можливу для даного класу точності позитивну похибку. На кутову похибку виткова корекція впливу не має. Компенсація кутової похибки можлива тільки для трифазних систем. Для компенсації кутової похибки первинна обмотка повинна складатися з двох частин, як показано на рис. 12.2, а. Як видно на рисунку, основні (AX, BY, CZ) та компенсуючі витки (OA1, OB1, OC1) підключені назустріч в іншу фазу. Процес компенсації кутової похибки для фази В показано на рис. 12.2, б.

Тут вектор \vec{OB} – це фазна напруга до компенсації; вектор $\vec{OC1}$ – напруга x витків компенсування; вектор \vec{OB}_k – фазна напруга після компенсації. Внаслідок компенсації вектор електрорушійної сили первинної обмотки, а також первинної напруги повертається на кут δ_k за годинною стрілкою. Якщо змінити компенсуючі витки $OC1$ на компенсуючі витки $OA1$, тоді забезпечується компенсація (повертання вектору \vec{OB}_k) в іншому напрямку.

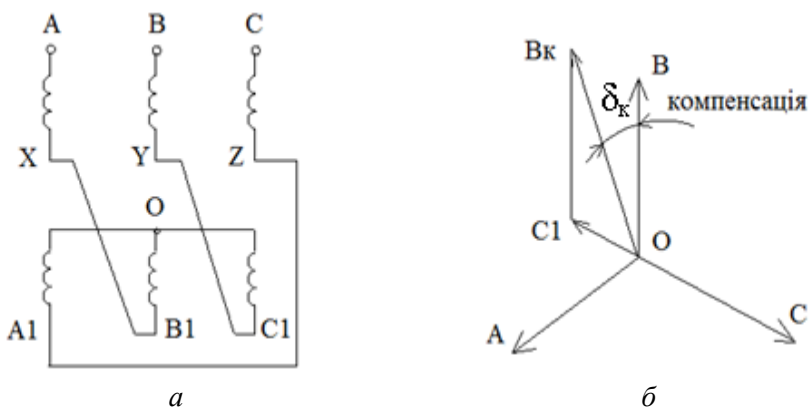


Рисунок 12.2 – Схема компенсування кутової похибки для трифазного трансформатора напруги

12.2 Конструкції трансформаторів напруги

Через те, що у трансформаторів напруги вторинне навантаження обумовлене підключенням вимірювальних приладів і реле, то воно не повинно перевищувати номінальну потужність самого трансформатора напруги, щоб не призвести до збільшення похибки. Як було зазначено раніше, по конструкції розрізняють трифазні і однофазні трансформатори, але ж треба додати, що трифазні застосовуються переважно на напруги до 10 кВ, а однофазні – на будь-які напруги до 1150 кВ.

Оскільки трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює з невеликим навантаженням в режимі, близькому до холостого ходу, тому його магнітопровід має невеликий перетин. До того ж на класи напруги до 35 кВ за принципом роботи вимірювальні трансформатори напруги не відрізняються від силових трансформаторів, але мають такі особливості:

- індукція у магнітопроводі значно менша, ніж у силових трансформаторів, що необхідно для зниження похибки;

- відсутність насичення сталі у режимі можливого перевантаження по напрузі.

ТН мають такі види електричної ізоляції:

- суха ізоляція, яка використовується на напруги (3...6) кВ;
- масляна ізоляція, яка використовується на напруги (3...35) кВ;

- лита ізоляції, яка використовується на напруги (3...35) кВ;

- ПМКІ, яка використовується на напруги вище 35 кВ; елегазова ізоляція, яка використовується на напруги, вищі за 110 кВ.

У комплектних розподільних пристроях застосовуються трансформатори з литою ізоляцією, однофазні, з заземленим виводом первинної обмотки типу ЗНОЛ. Такі трансформатори можуть вбудовуватися в комплектний екранований струмопровід, для чого вони забезпечуються ножовими втичними контактами. Трансформатори напруги серії ЗНОЛ призначені для установок напругою від 3 кВ до 24 кВ.

Трансформатори напруги з масляною ізоляцією застосовуються на напругувід 6 кВ до 1150 кВ закритих і відкритих РП. У таких трансформаторах обмотки і магнітопровід залиті маслом, яке виконує функції ізоляції та охолодження. У розподільних пристроях і підстанціях напругою 6-10 кВ застосовують переважно трансформатори напруги типу НОМ. Трансформатори напруги на 6-10 кВ інших типів своєю конструкцією, принципом дії і схемою включення в мережу майже не відрізняються. Масляний трансформатор напруги НОМ-10 показаний на рис. 12.3, б. Він складається з бака 1, заповненого маслом; ізоляторів вводів ВН – 2; виводів НН – 3; обмотки ВН – 4; осердя – 5.

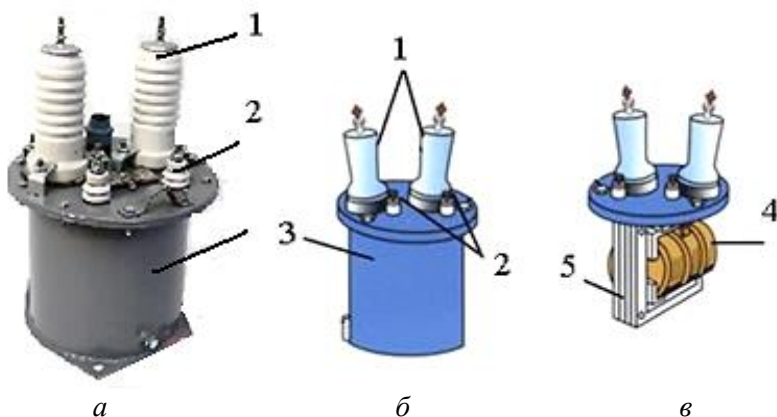


Рисунок 12.3 – Загальний вид (а), структурна схема (б) та внутрішня частина (в) трансформатора напруги типу НОМ – 10:

- 1 – виводи високої напруги; 2 – виводи низької напруги;
 3 – сталевий бак з трансформаторним маслом; 4 – первинна та вторинна обмотки; 5 – магнітопровід.

В установках 110 кВ і вище застосовуються трансформатори напруги типу НФК. В цих трансформаторах обмотка високої напруги рівномірно розподілена по декільком магнітопроводам, завдяки чому спрощується її ізоляція.

На класи напруги до 35 кВ частіше за все використовують ТН однофазного виконання. Загальний вид трансформатора напруги типу НОМ – 10 та його структурну схему показано на рис. 12.3.

Особливостями конструкцій ТН можна зазначити такі:

– магнітопроводи для ТН поділяються на два типи:

а) броньові, у яких ярма магнітопроводу розташовані з торців та з боків обмотки. Використовуються в однофазних ТН на класи напруги (6...35) кВ, оскільки добре вписуються в бак круглої форми;

б) стрижневі, у яких ярма розташовані з торців обмотки. Використовуються у трифазних ТН (тристрижневі на класи напруги (6...20) кВ і двострижневі у каскадних ТН). Стрижень це частина магнітопроводу, на яку одягається обмотка. Ярмо – це частина магнітопроводу, яка перемикає собою стрижні і не має обмотки;

– стрижні або осердя шихтуються з прямокутних пластин електротехнічної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм;

– на поверхню пластин наноситься ізоляційна плівка методами фосфатування, лакування, оксидацією та ін.;

– пластини магнітопроводу нарізуються вздовж прокатки, тому що в цьому випадку магнітна проникність максимальна, а питомі втрати удекілька разів нижче;

– у місці стиковки магнітний потік повертається на 90° і розташовано поперек прокатки, що веде до зростання втрат;

– використання холоднокатаної сталі суттєво зменшує площу перерізу осердя при збереженні величини струму холостого ходу;

– пакети пластин осердя з'єднують у пакети сталевими шпильками або спеціальними хомутами;

– багатоступенева форма осердя дозволяє мінімізувати діаметр обмотки і масу міді, однак при цьому підвищується складність технології виготовлення;

– для виготовлення обмотки використовують провід круглого перерізу марки ПЕЛ, або його аналоги. Кількість витків обмотки може складати: первинної (3000...30000) витків, вторинної (20...250) витків. За конструктивними ознаками розрізняють два види обмоток:

а) шарві обмотки, коли ізоляційний каркас виготовляється у вигляді циліндру з паперово-бакелітового, або з електрокартону. Ряд витків, намотаних на циліндричній поверхні, називають шаром обмотки. В одному шарі може бути від одного до декількох десятків витків, а на звороті до шести-восьми і більше паралельних проводів. Обмотку, що складається з розташованого на циліндричній поверхні шару витків без інтервалів, тобто впритул один до одного, називають циліндричною, а т, яка складається з двох (або більших концентрично розташованих шарів - двошаровою (багатошаровою) циліндричною.

Міжшарова ізоляція виробляється зі стрічки конденсаторного паперу товщиною 0,12 мм, яка намотується у декілька шарів. Перевагою шарової ізоляції є спрощення конструкції, а недоліком є підвищена напруга між кінцевими витками суміжних шарів, що потребує підвищення товщини міжшарової ізоляції. Тому такий тип ізоляції використовується для виготовлення обмоток низької напруги;

б) котушкова ізоляція, коли кільцева торцева ізоляція виготовляється у вигляді дисків з електрокартону, які в свою чергу надягаються на ізоляційний циліндр для закріплення окремих котушок обмотки і отримання жорсткості конструкції. Екран використовується для рівномірного розподілу грозових імпульсів перенапруги вздовж витків обмотки. Ємнісні кільця виготовляють у вигляді шайб з електрокартону, які обмотують стрічкою з мідної фольги, а потім зверху ізолюють стрічкою з кабельного паперу. Складена обмотка просочується лаком з подальшою термообробкою. Цей процес можна подивитися за посиланням <https://www.youtube.com/watch?v=jrjUHI7HzZ0>.

Будова багатошарової котушкової обмотки ВН трансформатора напруги НОМ-35-66 (на 35 кВ), структуру якої показано на рис. 12.4. Застосування багатошарової котушкової обмотки в даному випадку переслідує дві мети. По-перше, вдвічі зменшується напруга між шарами, що дозволяє зменшити товщину міжшарової ізоляції (обмотка високої напруги має велике число витків в кожному шарі, а отже, велика напруга між шарами), і, по-друге, обидва вивідних кінця виходять зовні обмотки.

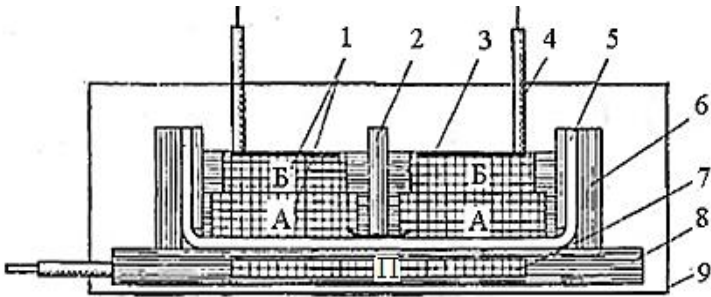


Рисунок 12.4 – Будова багатшарової котушкової обмотки ВН трансформатора напруги НОМ-35-66:

- 1 – обмотки ВН (котушки А та Б); 2 – шайби з електрокартону; 3 – електростатичний екран; 4 – спільний вивідний кінець (з гнучкого проводу) від обмотки ВН та електростатичного екрану; 5 – відбортований циліндр з кабельного паперу; 6 – шайби кінцеві з електрокартону; 7 – обмотка НН (II); 8 – циліндр з електрокартону; 9 – контури вікна магнітопроводу.

12.3 Схеми вмикання трансформаторів напруги

Розрізняють декілька схем вмикання ТН. Наприклад, схема розімкненого трикутника, яка показана на рис. 12.5, а, використовується для вимірювання потужності та енергії. Ця схема базується на двох ТН з ізольованими виводами та дозволяє отримати напругу між точками (а-в) та (в-с) 100 В, а між точками (а-с) 200 В. Недоліком вимірювання між точками (а-с) є зростання похибки за рахунок додавання похибок двох обмоток.

Схема з трьома однофазними трансформаторами, яка показана на рис. 12.5, б дозволяє отримати напруги 100 В (при підключенні $R_{нав 1}$) та $100/\sqrt{3}$ В (при підключенні $R_{нав 2}$). Для контролю ізоляції від однофазних замикань на землю кожен ТН має додаткові обмотки, які у схемі підключаються в розімкнений трикутник (ад-хд). У нормальному режимі струми в обмотках врівноважуються, і результуючий струм I_0 дорівнює нулю. У випадку однофазного короткого замикання на землю симетрія струмів порушується, і, таким чином, під впливом I_0 спрацьовує реле і надає відповідний сигнал.

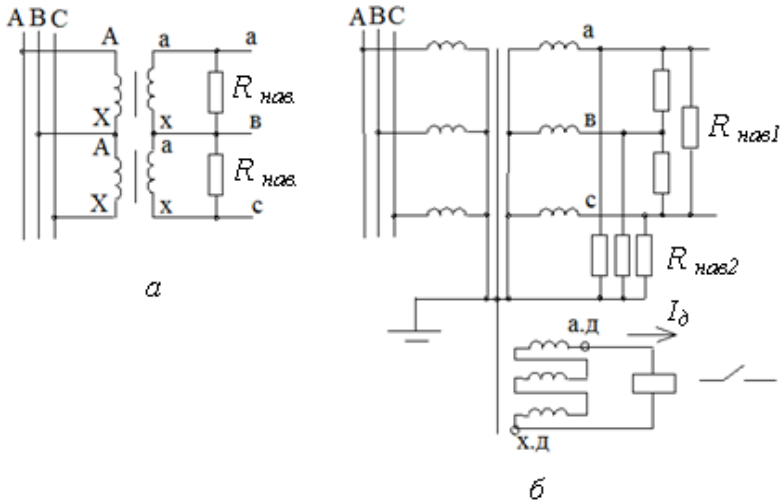


Рисунок 12.5 – Схеми підключення трансформаторів напруги

Схеми вмикання трифазних ТН можна розрізнити на тристрижневі та п'ятистрижневі ТН.

У мережі з ізолюваними нульовими точками трансформаторів (мережі 35 кВ і нижче) при однофазних замиканнях на землю напруги непошкоджених фаз відносно землі стають рівними міжфазним напругам, а їх геометрична сума стає рівною потроєній фазній напрузі. Для того щоб в останньому випадку напруга на реле не перевершувала номінального значення, рівного 100 В, у ТН, призначених для мереж, що працюють з ізолюваними нульовими точками трансформаторів, вторинні додаткові обмотки, що з'єднуються в схему розімкненого трикутника, мають збільшений в 3 рази коефіцієнт трансформації, наприклад 6000/100/3 В. Напруга нульової послідовності може бути також отримана від спеціальних обмоток трифазних ТН. У конструкції, показаній на рис. 12.6, спеціальні обмотки розташовані на крайніх стрижнях п'ятистрижневого осердя і з'єднані між собою послідовно. У нормальному режимі, а також при дво- і трьох фазних КЗ, коли сума фазних напруг дорівнює нулю, магнітний потік в крайніх стрижнях відсутній, і тому напруги на спеціальних обмотках

немає. При однофазних КЗ або замиканнях на землю сума фазних напруг не дорівнює нулю, через це магнітний потік замикається по крайнім стрижням і індукуює напругу в спеціальних обмотках.

Тристрижневі конструкції виконуються із заземленою нульовою точкою на стороні ВН. Якщо нейтраль не заземлена, то при короткому замиканні на землю, наприклад фази С, у обмотках фаз А і В встановлюється лінійна напруга. Магнітний потік фази С дорівнює сумі потоків фаз А і В, струм у обмотці фази С зростає, і обмотка перегрівается. Саме через це, такі конструкції використовують у мережах із заземленою нейтраллю, де тривала робота у аварійному режимі відсутня.

Для проведення вимірювань та контролю ізоляції у мережах з ізольованою нейтраллю використовують п'ятистрижневий ТН, схема якого показана на рис. 12.6. При замиканні на землю магнітні потоки непошкоджених фаз проходять по зовнішнім стрижням і не підвищують температуру обмотки. Додаткова обмотка а.д-х.д використовується для сигналізації та живлення РЗА, та вмикається за схемою розімкненого трикутника.

В іншій конструкції, що показана на рис. 12.7, є додаткові вторинні обмотки, розташовані на основних стрижнях і з'єднані в схему розімкненого трикутника. При включенні первинних обмоток ТН на фазні напруги вони з'єднуються в зірку, нульова точка якої обов'язково з'єднується із землею (заземлюється). Заземлення первинних обмоток необхідно для того, щоб при однофазних КЗ, або замиканнях на землю в мережі, де встановлено ТН, реле і прилади, включені в його вторинну обмотку, правильно вимірювали напругу фаз відносно землі. Вторинні обмотки ТН підлягають обов'язковому заземленню незалежно від схеми їх з'єднань. Це заземлення є захисним, яке забезпечує безпеку персоналу при попаданні високої напруги у вторинні кола. Зазвичай заземлюється нульова точка зірки, або один з фазних дротів – як правило, фази «В» – для зручності перевірки правильності включення електролічильників.

У проводах, що з'єднують точку заземлення з обмотками ТН, не повинно бути комутаційних і захисних апаратів (рубильників) перемикачів, автоматичних вимикачів, запобіжників тощо). Перетин заземлюючого проводу має бути не менше 4 мм^2 (для міді).

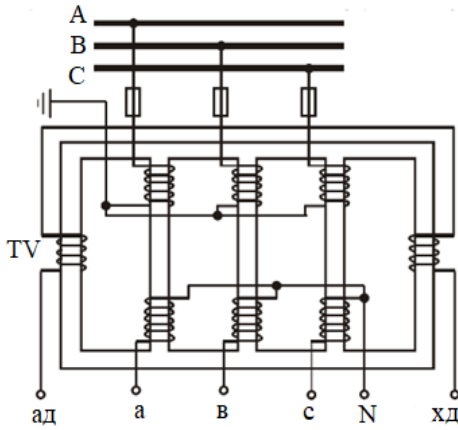


Рисунок 12.6 – Схема з'єднань обмоток трифазного п'ятистрижневого трансформатора напруги з додатковою обмоткою, розташованою на крайніх стрижнях

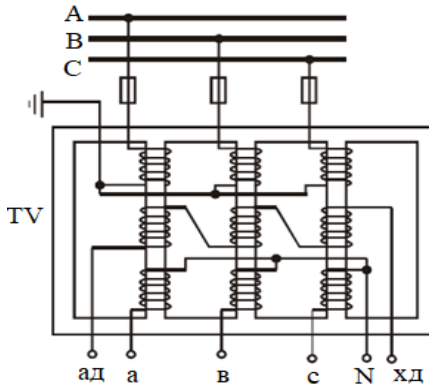


Рисунок 12.7 – Схема з'єднань обмоток трифазного п'ятистрижневого трансформатора напруги з додатковою обмоткою, розташованою на основних стрижнях

Каскадні ТН використовуються на напруги, вищими за 110 кВ. Основа серії НКФ [56] – це модуль, який має два каскади,

кожний з яких має двострижневий магнітопровід з розміщеними на них обмотками. Принципова електрична схема такого модулю показана на рис. 12.8, *а*.

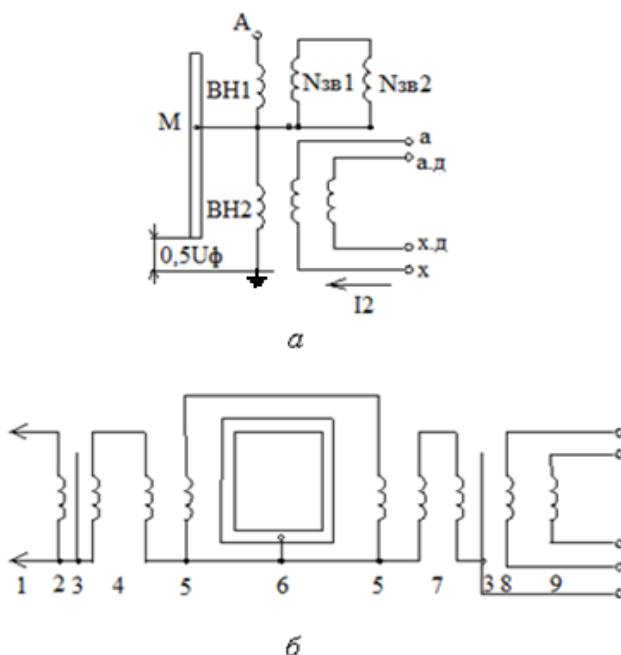


Рисунок 12.8 – Схеми модулю трансформатора напруги типу НКФ -123:

- 1 – роз’єми модулів; 2 – обмотки зв’язку між модулями; 3 – електростатичний екран; 4, 7 – каскади первинної обмотки; 5 – обмотки зв’язку між каскадами;
- б – двострижневий магнітопровід; 8 – вторинна обмотка для вимірювань;
- 9 – обмотка для сигналізації (додаткова).

Обмотки високої напруги ВН1 та ВН2 (див. рис. 12.8, *а*) та позиції 4 та 7 (див. рис. 12.8, *б*) утворюють два каскади, кожний з яких розміщується на відповідному стрижні. На цих же стрижнях розміщуються обмотки зв’язку між каскадами $N_{зв1}$ - $N_{зв2}$ (див. рис. 12.8, *а*) та поз. 5 на рис. 12.8, *б*. На нижньому стрижні також розміщені вторинна обмотка (а-х) та додаткова обмотка (а.д-х.д)

для контролю однофазних замикань на землю. Принцип дії схеми такий. Якщо навантаження відсутнє, то напруга ділиться порівну між каскадами ВН1 та ВН2. При ввімкненні навантаження струм I_2 розмагнічує обмотку ВН2, і напруга на обмотці ВН1 підвищується. По обмоткам зв'язку $N_{зв1}$ та $N_{зв2}$ починає протікати струм небалансу, який підмагнічує обмотку ВН2, та розмагнічує обмотку ВН1 до усунення небалансу.

Важливим в конструкціях трансформаторів напруги типу НКФ є зменшення маси та габаритів за рахунок ізоляції. У серію входять типи НКФ – 123, 245, 362 та 525 [6, 76].

Особливостями конструкцій ТН серії НКФ є наступні:

- трансформатори збираються шляхом встановлення модулів один на один у вертикальній площині, як показано на рис. 12.9;

- лінійний вивід А розташовано на кришці маслорозширювача, вивід Х розміщено на кінці вторинної обмотки на нижній основі трансформатора (див. рис. 12.9);

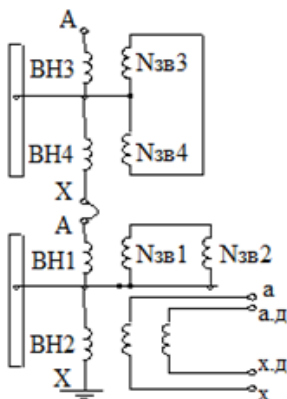


Рисунок 12.9 – Електрична принципова схема модулю трансформатора напруги типу НКФ – 245

- трансформатори серії НКФ 362 та НКФ 525 мають кільцеві екрани (наприклад, тип НКФ 525 складається з 4 послідовно з'єднаних модулів, а вторинні обмотки має тільки нижній модуль);

– густина струму в обмотках ТН порівняно мала для зниження похибки;

– при використанні ТН у якості джерела живлення (потужності) навантаження на вторинну обмотку можливо підвищувати до 10 разів відносно номінального значення.

Загальний вид модулю трансформатора напруги на клас напруги 110 кВ показано на рис. 12.10.

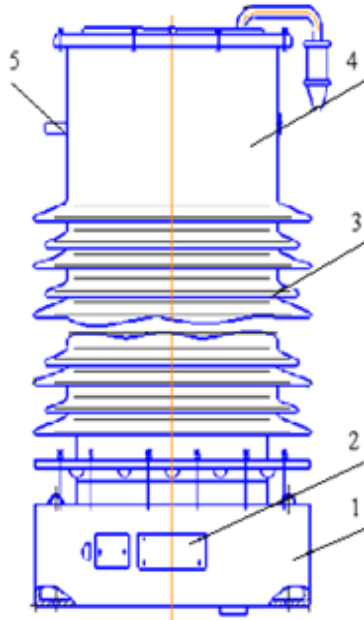


Рисунок 12.10 – Загальний вид трансформатора напруги типу НКФ-123:

- 1 – основа; 2 – виводи вторинних обмоток; 3 – порцелянова покривка;
4 – маслорозширювач; 5 – вивід високої напруги.

На рис. 12.11 наведені приклади конструкцій двох електромагнітних трансформаторів напруги, з паперово-масляною ізоляцією фірми Artech, де позначені основні вузли та складові їх конструкцій.

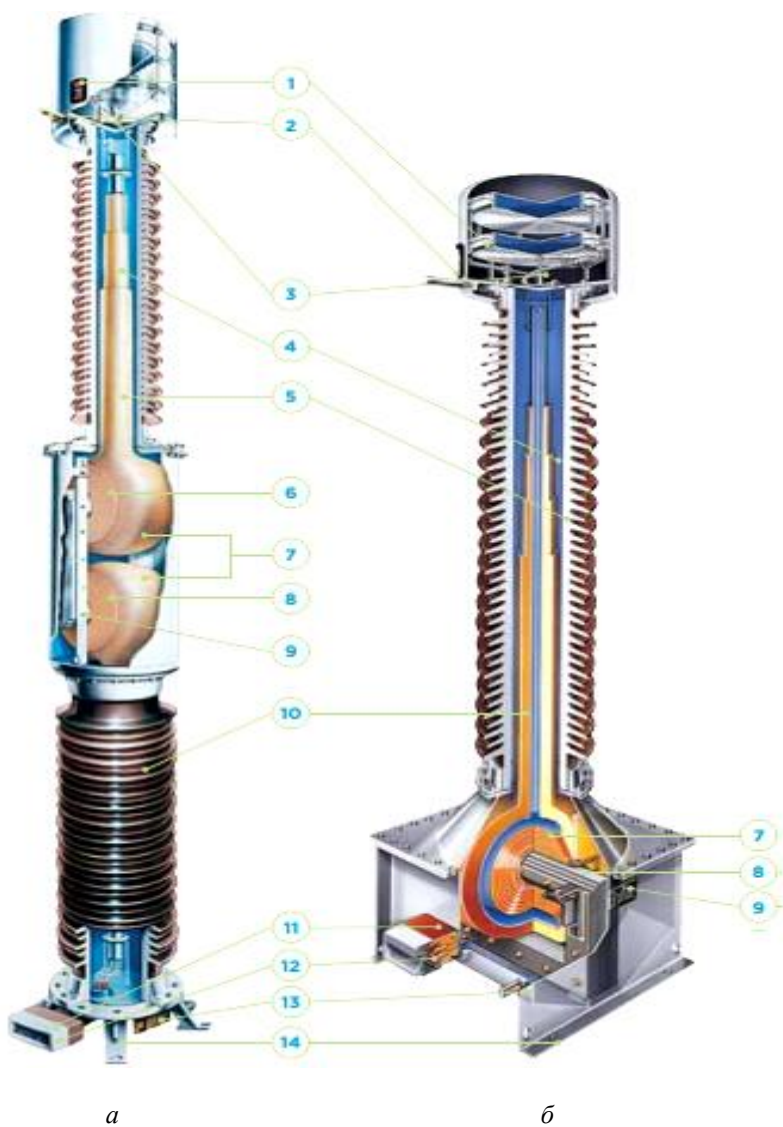


Рисунок 12.11 – Трансформатори напруги з паперово-масляною ізоляцією фірми Artech:

a – модель УТ362 кВ; *б* – модель УТдо 300 кВ.

На рисунку позначені: 1 – індикатор рівня масла; 2 – ввід первинної обмотки; 3 – система компенсації зміни об’єму масла; 4 – конденсаторний ввід; 5 – паперово-масляна ізоляція; 6 – компенсаційні обмотки; 7 – первинні обмотки; 8 – вторинні обмотки; 9 – осердя; 10 – ізоляція (фарфор або силіконова гума); 11 – ввід для вимірювання тангенса кута діелектричних втрат; 12 – розподільна коробка вторинних кіл; 13 – клапан для відбору проб масла; 14 – затиск заземлення.

12.4 Цифрові трансформатори напруги

Уже не перший десяток років у багатьох країнах світу розробляються трансформатори напруги (ТН) оптоелектронного типу (ОЕТН) (рис. 12.12) засновані на використанні електрооптичних ефектів Керра і Поккельса (для вимірювання напруги). Вимірювання напруги базується на вимірюванні електричного поля коміркою Поккельса з використанням двоканального методу, що забезпечує стійкість до коливань температури, вібрацій та вимірюванню інтенсивності світла від лазерного джерела [17, 52, 60, 81].

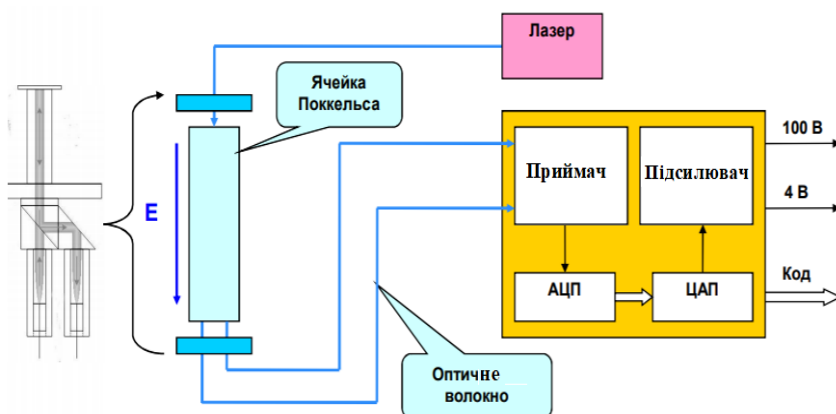


Рисунок 12.12 – Функціональна схема оптичного трансформатора напруги

У трансформаторах напруги з комірками Керра або Поккельса (рис. 12.13) світловий потік модулюється електричним полем в активному матеріалі, розташованому між електродами, до котрих прикладена вимірювальна напруга. Ефект Керра виникає у багатьох ізотропних речовинах (бензол, епоксидні компаунди тощо), але найчастіше використовується нітробензол, який виявляє найбільший ефект. Лінійний електрооптичний ефект Поккельса спостерігається в п'єзоелектричних кристалах, розміщених в електричному полі. Найкраще цей ефект проявляється в кристалах дігідрофосфата амонію ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$) і гідрофосфата калію (KH_2PO_4) в поздовжньому електричному полі, що утворюється за допомогою кільцевих електродів. Явище виникнення подвійного переломлення променів в оптичному середовищі при накладенні постійного або змінного електричного поля показано на рис. 12.13.

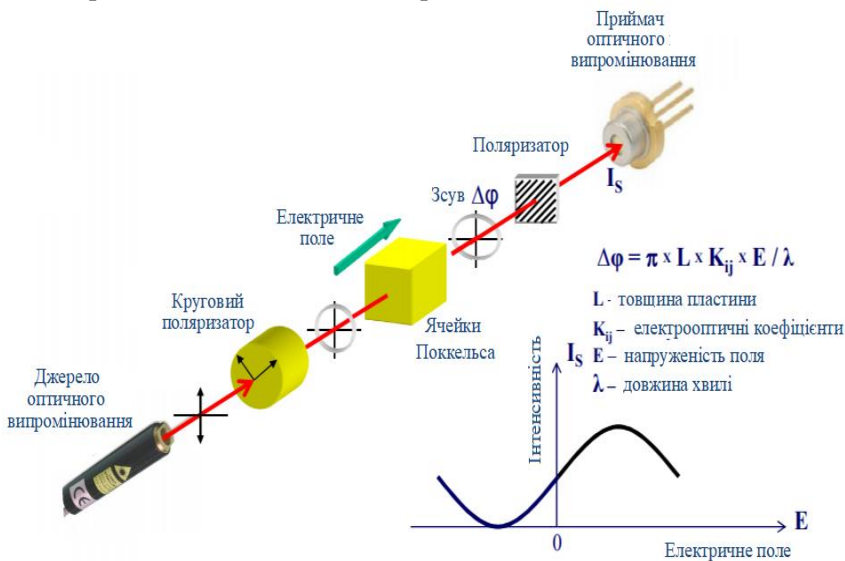


Рисунок 12.13 – Лінійний електрооптичний ефект Поккельса

Робота оптичного датчика напруги заснована на ефекті Поккельса, що полягає у виникненні подвійного променепереломлення в оптичних середовищах при накладенні

постійного або змінного електричного поля (рис. 2), що спостерігається у кристалічних пьезоелектриків:

$$\Delta\varphi = \pi \cdot L \cdot K \cdot \frac{E}{\lambda},$$

де E – напруженість електричного поля;

L – товщина пластини;

λ – довжина хвилі;

K – електро-оптичні коефіцієнти.

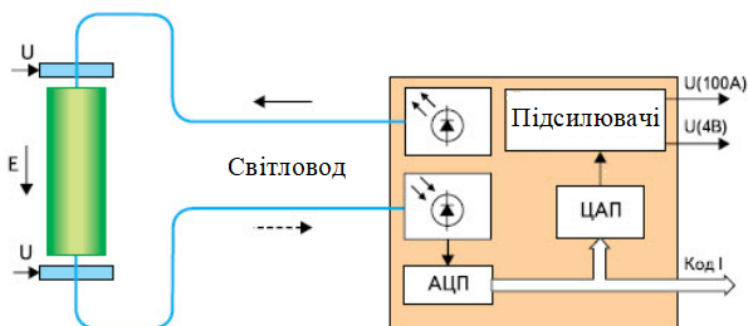


Рисунок 12.14 – Спрощена структурна схема оптичного датчика напруги з електронно-оптичним блоком

Ефект знаходиться в прямо пропорційній залежності від величини прикладеного електричного поля. Напруга розраховується на підставі вимірювання датчиками напруженості електричного поля в декількох точках колони.

Розробкою оптичних датчиків напруги займається цілий ряд компаній, серед яких слід відзначити канадську компанію NxtPhase T & D Corporation, шведську фірму PowerSense, американські фірми OptiSense Network, Inc., ABB, Inc., Airak, Inc., FieldMetrics, Inc. (FMI). Інтерес до розробок, досліджень і впровадження цих датчиків проявляється і в Росії, де оптичні перетворювачі були продемонстровані компанією «Пролайн», яка є ексклюзивним представником компанії NxtPhase T & D Corporation. Ними встановлено та введено в експлуатацію

комбіновані оптичні системи NXVCT-220 на підстанції 220 кВ ВАТ «РЖД». У квітні 2008 року з використанням оптичного трансформатора NXCT-F3 в Сургуті створений дослідний полігон для підтвердження його експлуатаційних і метрологічних характеристик. У грудні 2008 р ВАТ «ТГК1» з використанням оптичного трансформатора NXCT-F3 введена точка комерційного обліку. У 2006 р в Росії створена компанія ТОВ «Унікальні волоконні прилади» [3], що займається розробкою та виготовленням оптоволоконних трансформаторів струму і напруги.

Датчики компанії NxtPhase T & D Corporation досить добре відомі в області автоматизації систем контролю і захисту електричних мереж високої напруги. Разом з тим слід сказати, що величезні можливості відкривають оптичні датчики для середневольтових (MV) і низьковольтних (LV) кіл. Малі габарити і вага цих датчиків дозволяють розмістити вимірювальний комплекс на їх основі на опорі лінії електропередачі або підвісити до проводів. У ряді випадків ці датчики вигідно використовувати і в мережах низької напруги, отримуючи вигоду по надійності і масо-габаритними показниками.

Деякі узагальнені порівняльні характеристики оптичних датчиків різних компаній наведені в таблиці 12.1.

Компанія Airak, Inc. випускає оптоволоконні датчики, які відрізняються найменшими масо-габаритними показниками. Оптоволоконні датчики напруги цієї фірми разом з п'ятиметровими виводами мають масу всього 170 г. Датчик напруги розміщений на спеціальній платформі, яка в свою чергу розміщена на опорі. Стандартний діапазон вимірювання напруги – 5 кВ (із змінною комірною Поккельса, діапазон може бути збільшений до 13,8 кВ). Максимальна приведена похибка складає 5%, типова – 1%. Недоліками датчиків напруги фірми Airak, Inc є низька точність вимірювання та малий діапазон вимірювання напруги. Істотним недоліком для його застосування являється також температурний діапазон – 0...+50°C.

Зазвичай конструкція вимірювального перетворювача повністю симетрична і однаково працює, як при поширенні світла в кристалі справа наліво, так і навпаки – зліва направо.

Таблиця 12.1 – Порівняльні характеристики оптоволоконних датчиків напруги різних компаній

Характеристика	NxtPhase	Opti Sense	FieldMetri cs	ABB	Ariak	ТОВ «УВП»
Номінальна напруга	121–550	35	138	115–550	0,003–5	110
Клас точності, %	0,2/3	0,2	0,3	0,2	1 (5)	0,1
Робоча частота, Гц	10/3000	–	–	–	50/60	–
Частотна полоса, Гц	0,1–6000	–	5–5000	–	6–5000	–
Маса, кг	132–650	2,5	68	50–186	0,17	98
Діапазон робочих температур, °С	–40...+50	–40...+50	–40...+70	–5...+40	0...+50	–50...+60

Крім того конструкція дозволяє вимірювати різницю двох високих напруг, наприклад, лінійну напругу трифазної електричної мережі. На рис. 12.14 наведені фотографії електрооптичних вимірювальних перетворювачів напруги.



Рисунок 12.14 – Електрооптичні вимірювальні перетворювачі напруги

Оптоволоконні датчики напруги зазвичай мають більш складну конструкцію в порівнянні зі струмовими. В зв'язку з цим компанія АВВ для вимірювання напруги запропонувала виконувати виміри струму через навантаження з відомим значенням опору, підключену послідовно з датчиком МОСТ. Фізично вказане навантаження реалізоване за допомогою електрооптичного трансформатора напруги EOVT (рис. 12.15).

Канадська компанія NxtPhase T & D Corporation випустила на ринок високовольтний оптичний вимірювальний трансформатор напруги і струму NXCVT, що поєднує в собі переваги двох трансформаторів в одному пристрої (див. рис. 12.16). Зменшений розмір і вага дозволяють розміщувати його в обмеженому просторі невеликих підстанцій.

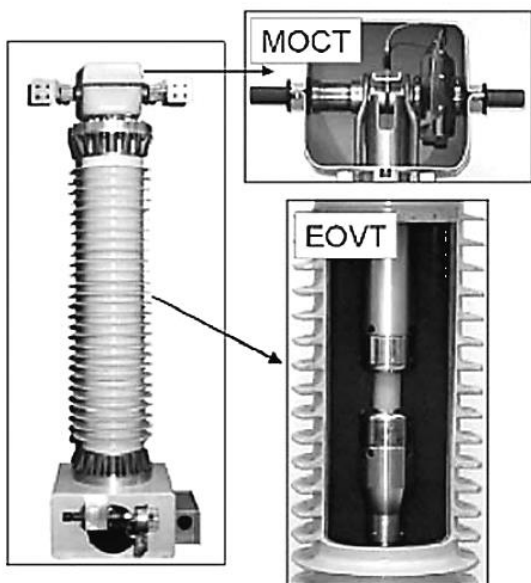


Рисунок 12.15 – Датчик напруги компанії ABB, Inc. на базі МОСТ і ЕОВТ

12.5 Запитання для самоконтролю

12.5.1 Яке призначення вимірювальних трансформаторів напруги? Намалуйте схеми включення трансформаторів.

12.5.2 Поясніть основні технічні характеристики вимірювальних трансформаторів напруги.

12.5.3 Які типи трансформаторів напруги для внутрішньої установки застосовуються в даний час?

12.5.4. Поясніть пристрій і принцип роботи вимірювального трансформатора напруги ЗНОМ.

12.5.13. Поясніть будову та принцип роботи вимірювального трансформатора напруги НТМИ.

12.5.14. Поясніть будову та принцип роботи вимірювального трансформатора НКФ-110.

12.5.15. Які матеріали використовуються в якості робочої речовини в магнітооптичних перетворювачах?

12.5.16. У чому полягає ефект Фарадея, який використовується в магнітооптичних перетворювачах?

12.5.17. Поясніть принцип роботи оптичного трансформатора струму.

12.5.18. Сформулюйте і співставте переваги і недоліки оптичних трансформаторів струму і електромагнітних трансформаторів струму.

12.5.19. У чому полягає ефект Керра-Поккельса?

12.5.20. Які матеріали використовуються в комірках Керра-Поккельса?

12.5.21. Яка конструкція комбінованих вимірювальних трансформаторів?

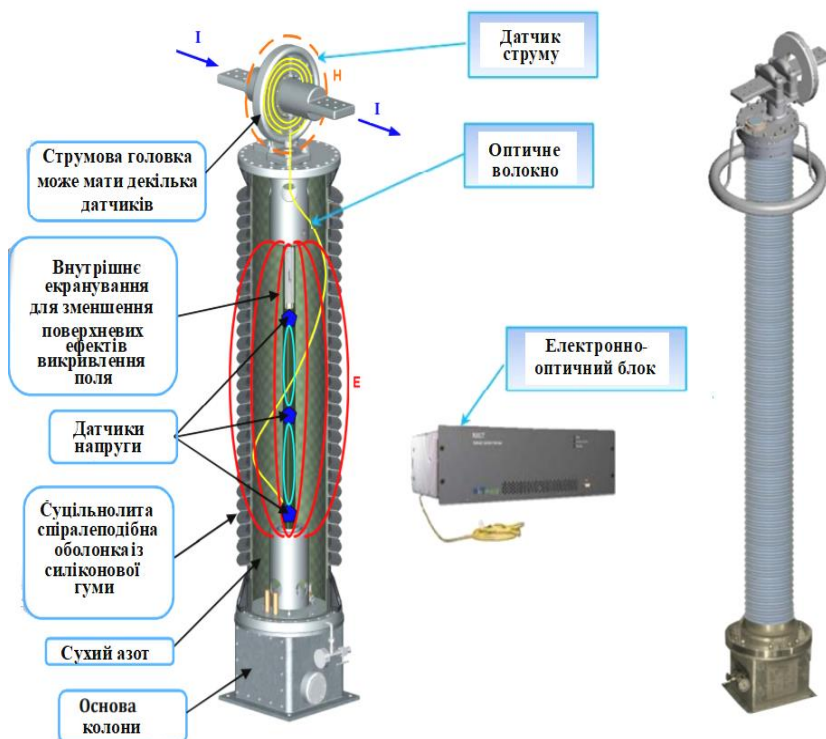


Рисунок 12.16 – Конструкція ізоляційної колони комбінованого вимірювального трансформатора

13 СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ РЕАКТОРИ

Струмообмежувальний реактор – це електричний апарат у вигляді котушки зі сталою індуктивністю, яка призначена для обмеження струму короткого замикання у місці встановлення та підтримання напруги на збірних шинах в певних межах при аварійному режимі, що збільшує стійкість генераторів та системи в цілому. При нормальному режимі роботи на реакторі відбувається падіння напруги близько 3-4%, що вважається цілком припустимим [2, 4, 39, 76].

Струмообмежувальні реактори поділяються:

– за місцем установки (зовнішнього і внутрішнього застосування);

– по класу напруги: середнього (3 -35 кВ) і високого (110 - 500 кВ);

– за конструктивним виконанням (бетонні, сухі, масляні і броньові);

– по розташуванню фаз (вертикальні, горизонтальні та ступеневі);

– по виконанню обмоток (одинарні та здвоєні);

– за функціональному призначенню (фідерні, фідерні групові та міжсекційні).

Основою конструкції реактора є обмотка котушки, що має індуктивний опір, включений в розрив головного кола живлення (рис. 13.1). Її параметри добираються таким чином, щоб при нормальних умовах експлуатації падіння напруги на ній не перевищувало чотирьох процентів від загальної значення. При виникненні аварійної ситуації в схемі, що захищається, ця індуктивність гасить більшу частину прикладеної високовольтної напруги та, через це, обмежує дію ударного струму. Струмообмежувальний реактор розраховують по значенню максимального струму аварії I_{\max} , якому він може протидіяти за формулою:

$$I_{\max} = (2,54 \cdot \frac{I_n}{X_p}) \cdot 100 \%,$$

де I_n – значення номінального струму реактора;

X_p – значення реактивного опору обмотки реактора.

Зрозуміло, що збільшення індуктивності котушки, тобто реактивного опору, призводитиме до зменшення максимального ударного струму. Реактивність прямо пропорційна індуктивному опору котушки. При великих струмах у котушок зі сталевими сердечниками відбувається насичення осердя, через що різко знижується реактивність, і, як наслідок, реактор втрачає свої струмообмежуючі властивості. З цієї причини реактори виробляють без сталевих сердечників, незважаючи на те, що при цьому, для підтримки того ж значення індуктивності, їх доводиться робити великих розмірів і маси. У разі якщо в лінії електропередач 0,4-110 кВ є пристрої передачі даних за технологією PLC, то реактор буде гасити ці частоти



Рисунок 13.1 – Приклад виконання обмотки струмообмежувального реактора

Зрозуміло, що зі збільшенням струму I_n реактора його струмообмежувальна дія при тій самій реактивності у відносних одиницях зменшується. Тому крупні реактори, маючи великий номінальний струм, мають і більшу реактивність, порівняно з лінійними індивідуальними реакторами. З тієї ж причини струмообмежувальна дія лінійних індивідуальних реакторів, зазвичай, є у 2-3 рази більшою, ніж у секційних реакторів.

В залежності від міся встановлення в розподільному пристрої реактори можуть поділятися на лінійні (підключаються на окремі лінії електропередачі), групові (підключаються на декілька (групу) ліній) та секційні (вмикаються між секціями шин безпосередньо самого розподільного пристрою) (відео за посиланням https://www.youtube.com/watch?v=2uB2YYgTua8&feature=embrel_end).

13.1 Лінійний реактор

Реактор представляє собою котушку без сталюого магнітопроводу з лінійним індуктивним опором. Лінійні реактори обмежують потужність короткого замикання на лінії, що відходить, в мережі і на підстанціях, що живляться саме на цій лінії. Ці пристрої рекомендовано встановлювати після вимикача, при цьому розривна потужність лінійного вимикача вибирається з урахуванням обмеження потужності короткого замикання реактором, через те, що аварія на ділянці «вимикач-реактор» малоімовірна. Лінійний реактор вмикається послідовно в коло, струм якого потрібно обмежувати, і працює як індуктивний (реактивний) додатковий опір, який зменшує струм при короткому замиканні, що забезпечує стійкість генераторів і системи в цілому. Через те, що падіння напруги близько 3...4% при нормальному режимі роботи, реактивність лінійного реактора не може бути необмежено великою. Частіше за все враховується те, що втрати напруги на лінійному реакторі в робочому режимі не повинні перевищувати 5%. Тому лінійний реактор вибирають або задля обмеження струму короткого замикання до величини вимикальної здатності лінійних вимикачів, або задля забезпечення термічної стійкості кабелів розподільної мережі.

Для пояснення роботи лінійного реактора розглянемо електричну схему підключення, що показана на рис. 13.2, а. Генератор G (1) живить збірні шини (2), від яких відходять лінії (3) до споживача. Розглянемо два варіанти підключення реакторів. Перший – коли за вимикачем Q (4) – за вимикачем (5) встановлений реактор (6) [76]. Маємо дві точки короткого

замикання К1 та К2. Величини струмів у цих точках визначаються таким чином:

За умови трифазного короткого замикання за вимикачем (4) значення струму короткого замикання $I_{к1}$ розраховується головним чином індуктивним опором генератора:

$$I_{к1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot X_G}$$

Якщо врахувати відносний індуктивний опір генератора в відсотках

$$X_G \% = \frac{I_{н.Г} \cdot X_P \sqrt{3}}{U_H} \cdot 100\% ,$$

де $I_{н.Г}$ – номінальний струм генератора,

тоді

$$I_{к1} = I_{н.Г} \cdot \frac{100}{X_G \%}$$

В такому разі при короткому замиканні напруга на збірних шинах дорівнюватиме нулю, і на всіх лініях, шовідоходять зникає напруга.

Також необхідно зазначити, що вимикач (4) має бути обраний відповідно до струму короткого замикання $I_{\epsilon 1}$. При короткому замиканні на лінії з реактором струм короткого замикання визначається сумарним опором генератора та реактора:

$$I_{к2} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot (X_G + X_P)}$$

де X_P – індуктивний опір реактора.

Зазвичай одне джерело енергії обслуговує декілька десятків споживачів. Тому номінальний струм лінії набагато менший за номінальний струм генератора. Довготривалий струм реактора

обирається рівним струму лінії. А отже, $I_{н.р} \ll I_{н.Г}$. Якщо врахувати значення струмів $I_{к1}$ та $I_{к2}$, тоді значення опорів та струмів в точках К1 та К2 будуть дорівнювати:

$$X_G \cong 0; U \cong 0; X_p \gg X_G; I_{к2} \ll I_{к1}; U_{ш} \neq 0.$$

Індуктивний опір X_p , який розраховується як відношення падіння напруги на реакторі U_p (при протіканні по ньому номінального струму) до фазної напруги U_ϕ , є одним з основних параметрів струмообмежувального реактора, і вираховується в процентах. Зрозуміло, що вмикання реактора в мережу дозволяє суттєво зменшити струм короткого замикання та уникнути суттєвого зменшення напруги на збірних шинах. Перерозподіл напруги у мережі з реактором можна проілюструвати за допомогою електричної схеми, зображеної на рис. 13.2, б.

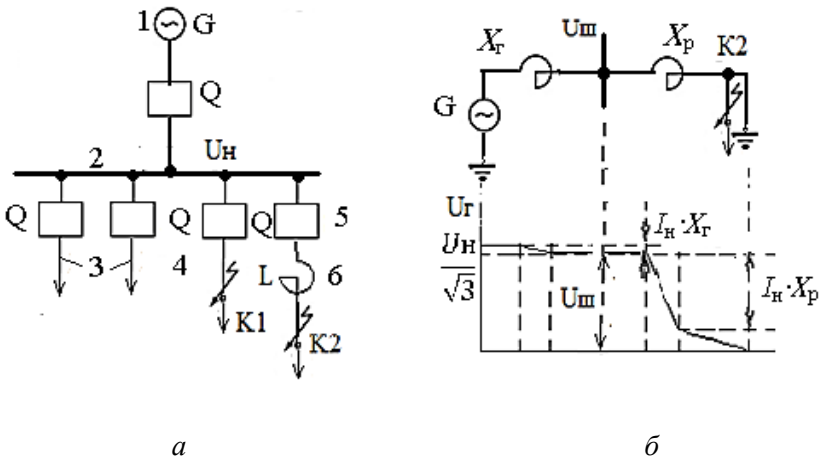


Рисунок 13.2 – Схеми електричні принципів:

a – підключення; *б* – та розподіл напруги у мережі з лінійним реактором.

При протіканні струму короткого замикання виконується умова $X_p \gg X_r$, тому вся напруга прикладається до реактора, і напруга на шинах $U_{ш}$ суттєво не зменшується. У режимі протікання номінального струму опір навантаження значно більше опору реактора, тому падіння напруги на реакторі незначне, і втрати мінімальні. Реактори вмикаються на лінії, що відповідають, або між секціями збірних шин.

Головними параметрами реакторів є такі [2, 4, 76]:

- індуктивність реактора, Гн;
- відносний індуктивний опір реактора, %;
- індуктивний опір реактора, який вимірюється в Ом;
- падіння напруги у номінальному режимі, В;
- втрати напруги у реакторі це є арифметична різниця напруг до і після реактору, яка вимірюється у %. Як правило величина втрат напруги не перевищує 10 %, для її зменшення використовують подвійні реактори. У цьому випадку струми у паралельних гілках спрямовані у протилежні боки, магнітні поля компенсуються і втрати будуть мінімальними;

- номінальна напруга, кВ;
- номінальний струм, який досягає декількох кА;
- додаткові втрати, які завдаються коефіцієнтом додаткових втрат, що коливається у межах (1,3...1,5);
- прохідна потужність трифазного комплексу реакторів;
- критичний струм реактору –це найбільший розрахунковий струм короткого замикання, що проходить крізь реактор, кА;
- термічна стійкість реактору, завдається величиною критичного струму та часом його протікання;
- динамічна стійкість реактору.

В залежності від конструкції струмообмежувальних реакторів для внутрішнього застосування вони бувають бетонними, масляними, сухими та броньовими.

Бетонні реактори набули поширення для внутрішнього застосування і на напруги мереж до 35 кВ включно. Конструкція бетонного реактора являє собою концентрично розташовані витки ізолюваного багатожильного дроту, залитого в радіально розташовані бетонні колонки. Через короткі замикання обмотки і деталі схильні до впливу значних механічних навантажень, обумовлених електродинамічними зусиллями, тому при їх

виготовленні використовується бетон з високою міцністю. Всі металеві деталі реактора виготовляються з немагнітних матеріалів. У разі великих струмів застосовують штучне охолодження. Фазні котушки реактора розташовують таким чином, що вскладеному реакторі поля котушок розташовані зустрічно, а це необхідно для подолання поздовжніх динамічних зусиль при короткому замиканні. Бетонні реактори можуть виконуватися як з природно-повітряним, так і з повітряно-примусовим охолодженням (для великих номінальних потужностей), так званим "дугтям" (додається буква "Д" при маркуванні). На теперішній час бетонні реактори вважаються морально застарілими, і витісняються сухими реакторами. Але ж вони знаходяться в експлуатації в багатьох мережах електропостачання. Бетонні реакторивиготовляються за наступною технологією. Обмотка, яка виготовляється з багатожильного проводу, шини або кабелю (матеріал – мідь або алюміній) намотується на шаблон (див. рис. 13.1). Після цього встановлюються спеціальні форми, які заливаються бетонним розчином. Після затвердіння здійснюється сушіння у вакуумі та подвійне просочення лаком для підвищення ізоляційних властивостей. Між окремими витками обмотки залишають повітряні проміжки (3,5...4,5) см для охолодження та забезпечення електричної міцності ізоляції. Конструкція бетонного реактора показана на рис. 13.3, а.

У складеному реакторі обмотка утримується каркасом зі склопластику, елементи якого з'єднуються латунними болтами у ізоляційних трубках. Повітряні реактори використовуються на класи напруг до 35 кВ включно.

Масляні реактори використовуються при класах напруги вище 35 кВ. Вони можуть мати однофазне та трифазне виконання. В першому випадку одна котушка, а в другому – три котушки розміщуються в сталевому баку⁴, в який залито трансформаторне масло (рис. 13.3, б). Обмотки 1 виготовлено з мідного проводу, який ізолювано кабельним папером і вкладених на каркас з ізоляційного матеріалу. Кінцівки котушек виводяться назовні через прохідні ізолятори (вводи) 8 через кришку реактора. Головною перевагою масляних реакторів є мінімальні розміри, а недоліками є додаткові втрати у сталевому

баку, наявність трансформаторного масла та підвищені витрати кольорових металів за рахунок екрану.

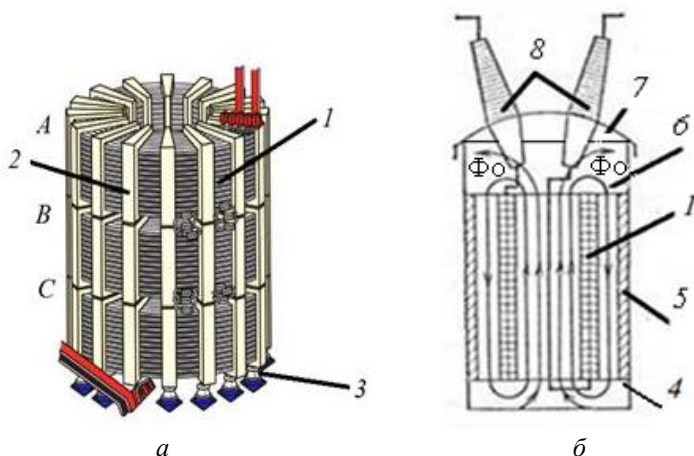


Рисунок 13.3 – Конструкції струмообмежувальних реакторів:

- a* – трифазний бетонний реактор з вертикальним розташуванням фаз;
б – масляний реактор;
- 1 – обмотка (котушка без стального осердя з ізованими одне від одного витками); 2 – бетонна колона (опора); 3 – опорні ізолятори;
 4 – сталевий бак; 5 – екран (к.з. обмотка);
 6 – трансформаторне масло; 7 – повітряний проміжок; 8 – маслонаповнені вводи.

Застосування масла дозволяє значно зменшити відстань між обмоткою і заземленими частинами та покращити охолодження обмотки за рахунок конвекції масла. Все це додає можливість зменшити масу та габаритні розміри реактора в цілому. Однак, через те, що виводи реактора приєднуються до затисків прохідних ізоляторів, така компоновка реактора призводить до того, що змінний магнітний потік реактора Φ_0 замикається по баку, та, як наслідок, призводить до його нагріву до недопустимих температур. Для того, щоб не допустити нагрів бака, всередині нього встановлюється короткозамкнена обмотка–екран 5 (матеріал – алюміній або мідь), котра є по суті вторинною обмоткою реактора. В цьому екрані

наводяться струми, що створюють магнітний потік, який в стінках баку направлений назустріч магнітному потоку котушки реактора. В результаті через стінки бака замикається порівняно невеликий результуючий магнітний потік. Можливий ще один варіант зменшення втрат на нагрів стінок бака. В такому випадку на внутрішню поверхню сталюого бака прикріплюють сталеві пакети, через що утворюється нібито штучний магнітопровід з магнітним опором, котрий значно менший за опір стінок бака. Для зменшення втрат на гістерезис шунт виконують з електротехнічної сталі, а для зменшення втрат на вихрові струми, його набирають з тонких, ізольованих одна від одної сталевих пластин.

На класи напруги 110 кВ та вище використовують тороїдальні масляні реактори [39]. У цих конструкціях магнітний потік замикається по тороїдальному осерддю і не попадає на бак реактора, що зменшує втрати (рис. 13.4).



Рисунок 13.4 – Конструкція трифазного струмообмежувального реактору в лінії 110 кВ, номінальною реактивною потужністю 50 МВА

Головними недоліками таких конструкцій є те, що в режимі короткого замикання виникає насичення осердя, що призводить до зменшення струмообмежувального ефекту, а також

підвищенню металоемності ускладнення технології виготовлення.

Щоб уникнути розриву бака при перегріванні реактора і, як наслідок, підвищеному газоутворенню масла, всі апарати, розраховані на напругу вищою за 500 кВ, оснащуються спеціальними пристроями газового захисту (газовими реле), які при закипанні масла видають команду на відключення реактора, або на сигнал обслуговуючому персоналу.

Сухі реактори, як новий напрямок в конструюванні струмообмежувальних реакторів, застосовуються в мережах з номінальною напругою до 220 кВ. В одному з варіантів конструкції сухого реактора обмотки виконуються у вигляді кабелів (як правило прямокутного багатожильного перерізу для зменшення габаритів і підвищення механічної міцності) з кремнійорганічною ізоляцією, намотаних на діелектричний каркас. Перевагою застосування кремнійорганічної ізоляції є велика термостійкість, стійкість до електродинамічних навантажень, еластичність, герметичність, незмінність діелектричних і механічних властивостей при тривалому часі експлуатації (рис. 13.5) (відео за посиланням <https://contur-sb.com/tokoorganichivayuschiy-reaktor-printsip-deystviya/>).

В іншій конструкції реакторів провід обмотки ізолюється поліамідною плівкою, а потім двома шарами скляних ниток з проклеюванням і просоченням їх кремнійорганічним лаком і наступним спіканням, що відповідає класу нагрівостійкості Н (робоча температура до 180 °С); пресування і стягування обмоток бандажами робить їх стійкими до механічних напружень за ударних струмів.

Струмообмежувальні реактори *броньового типу* призначені для обмеження струмів короткого замикання в електричних мережах 6-10 кВ і підтримання рівня напруги електричних установок в момент короткого замикання. Броньовий тип реактора захищає підстанції від розігріву металоконструкцій і знижує ризики негативного впливу на працездатність технічного обладнання (рис. 13.6, а). Особливість конструкції броньового реактора полягає в тому, що магнітні поля, індуковані в обмотках, замикаються через бічні шунти і торцеві яра, через що значно зменшуються потоки розсіювання, і,

відповідно, дозволяють розташувати реактор в камері малих розмірів, куди звичайний реактор не можна розмістити (рис. 13.6, б).

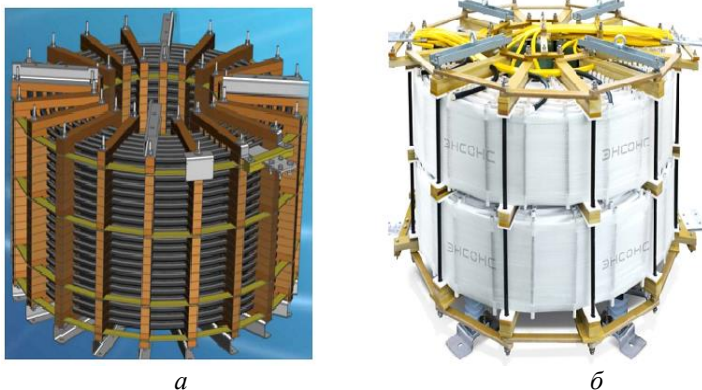


Рисунок 13.5 – Конструкції реакторів сухих струмообмежувальних з природним охолодженням для електричних мереж 6-35 кВ змінного струму РТОС, РТСТ 3-35/100-10000 компанії UETM (а) та ENSONS (б).

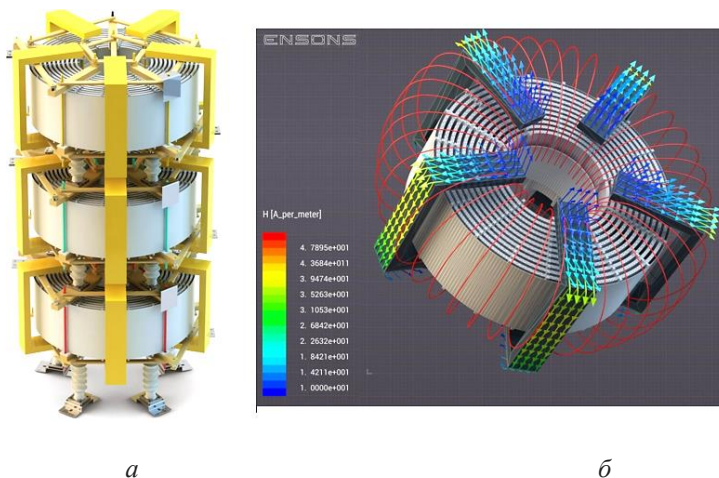


Рисунок 13.6 – Конструкції реакторів сухих струмообмежувальних броньового типу для електричних мереж 6-10 кВ змінного струму РТСТБ 6-10/1000-4000 компанії ENSONS.

Розробки броньових реакторів для установки в обмежених умовах з підвищеними вимогами до електромагнітної сумісності мають таку розшифровку: РТСТБ – трифазні вертикального виконання; РТСТГБ – трифазні вертикального виконання; РТСТУБ – трифазні кутового виконання. До недоліків броньового реактора можна віднести можливість втрати ним струмообмежувальних властивостей при проходженні в мережі струмів короткого замикання, вищих за значення струмів, на які він розрахований.

13.2 Здвосний (груповий) реактор

Здвосні реактори конструктивно схожі на звичайні реактори, але від середньої точки обмотки вони мають допоміжний вивід. Прагнення до зменшення втрат напруги на реакторі в номінальному режимі, до спрощення і здешевлення розподільних пристроїв призвело до створення здвосних реакторів. В звичайних реакторах кожна лінія, що відходить, має свій реактор, розрахований на номінальний струм лінії. Кожна трифазна група реакторів розміщується в спеціальній комірці розподільного пристрою. В здвосних реакторах реактори сусідніх ланцюгів наближені одне до одного таким чином, що між ними існує сильний магнітний зв'язок. Поєднання в одному реакторі двох зменшує габарити апарату, здешевлює і спрощує розподільний пристрій.

В номінальному режимі магнітні поля реакторів мають зустрічне спрямування і створюють розмагнічувальну дію одне на одного. В результаті індуктивний опір гілки ланцюга зменшується. Відповідно зменшується і спад напруги на реакторі, ачим більшим є коефіцієнт зв'язку, тим меншим буде падіння напруги в гілці. Для збільшення коефіцієнта зв'язку реактори повинні бути якомога ближче один до одного. При короткому замиканні, в одній з гілок схеми, падіння напруги на реакторі переважно визначається її реактивним опором X_p . Вплив сусідньої гілки, в якій протікає номінальний струм, є малим через те, що дія розмагнічування цієї гілки є незначною. Якщо перша гілка реактора розімкнена, а в другій протікає струм КЗ, то в першій гілці реакторана вводиться додаткова ЕРС, що дорівнює

$E = I_k \cdot k \cdot X_p$. В результаті напруга на ній зростає і може досягати подвійного значення. При одночасному КЗ в обох гілках, що відходять від реактора, між ними виникають великі електродинамічні сили. Це відбувається через те, що, по-перше, реактори близько розташовані один до одного і, по-друге, зростає струм КЗ, так як зменшується реактивний опір деталей. Для обмеження перенапруг і електродинамічних сил коефіцієнт зв'язку береться в межах від 0,3 до 0,5.

Перевагою здвоєних реакторів є те, що залежно від схеми вмикання та напрямку струмів в обмотках, індуктивний опір його може збільшуватися або зменшуватися. Цю властивість здвоєного реактора, зазвичай, використовують для зменшення падіння напруги в нормальному режимі та обмеження струму короткого замикання. Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливості для встановлювання індивідуальних та групових реакторів великого опору. Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів короткого замикання, розробляють безінерційні струмообмежуючі пристрої (БСП).

13.3 Секційний реактор

Секційні реактори обмежують струм КЗ в зоні збірних шин, приєднань генераторів, трансформаторів, тому їх опори повинні бути достатніми для обмеження струму КЗ до значень, які потрібні для встановлення вимикачів.

За умовами роботи секційні та лінійні реактори мають суттєву різницю. В нормальному режимі перетікання потужності через секційний реактор є незначним, при симетричній схемі воно приблизно дорівнює нулю. Тому значення реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежувальної дії може бути завеликим. Номінальний струм секційного реактора $I_{p,ном}$ вибирається відповідно до режиму відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає надлишкова (або недостатня) потужність секції, виходячи з умови:

$$I_{p.ном} \geq (0,6 \dots 0,8) \cdot I_{Г.ном},$$

де $I_{Г.ном}$ — сумарний струм генераторів, приєднаних до секції.

Індуктивний опір секційного генератора як правило вибирають рівним $0,2 \dots 0,35$ Ом.

13.4 Запитання для самоконтролю

13.4.1. Що таке реактивна потужність?

13.4.2. Яким чином пов'язані між собою реактивна потужність та напруга?

13.4.3. Як впливає на рівень напруги в мережі шунтуючі реактори, конденсаторні батареї?

13.4.4. Яким чином в процесі регулювання реактивної потужності та напруги можуть брати участь силові трансформатори (автотрансформатори)?

13.4.5. Назвіть джерела реактивної потужності.

13.4.6. Яка величина втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах електроенергетичної системи?

13.4.7. Дайте характеристику різних видів пристроїв, що компенсують?

13.4.8. Поясніть призначення шунтуючих реакторів.

13.4.9. Як влаштований бетонний реактор?

13.4.10. Які недоліки викликає використання реакторів в номінальному режимі?

14 РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

Ізоляцію ліній електропередач та обладнання підстанцій необхідно захищати як від грозових так і від комутаційних перенапруг. Причому захисні апарати вмикаються паралельно ізоляційним конструкціям між фазним проводом та землею. В цьому випадку при набіганні хвилі перенапруги захисний апарат повинен спрацювати раніше, ніж буде пошкоджено ізоляцію електрообладнання. Для захисту від перенапруг використовують наступні види апаратів [4, 53, 76].

14.1 Розрядники

Незважаючи на те, що лінії електропередачі захищені тросами, а території підстанцій – стрижневими громовідводами, в ряді випадків на проводах ліній виникають імпульсні електромагнітні хвилі, викликані проривами блискавки через тросовий захист, зворотним пробоем (перекриттям) з опори на провід при попаданні блискавки в опору і індукованими перенапругами при ударі блискавки в землю поблизу ЛЕП. Рухаючись уздовж ЛЕП, електромагнітні хвилі набігають на підстанцію і впливають на ізоляцію встановленого там обладнання. Рівень ізоляції обладнання підстанцій нижче рівня лінійної ізоляції, тому можливий пробій. Пробій внутрішньої ізоляції електрообладнання веде до виводу його з ладу, на відміну від зовнішньої ізоляції, яка є непробивною, так як перекриття по поверхні ізоляції відбувається при менших напругах, ніж внутрішній пробій цієї ізоляції.

Головне призначення розрядників – це захист ізоляційних конструкцій від грозових та комутаційних перенапруг ізоляції ліній електропередач, та разом з іншими захисними засобами, для захисту ізоляції електрообладнання (окрім обертових машин) станцій та підстанцій змінного струму частотою 50 Гц. Розрядники на номінальну напругу до 35 кВ встановлюються в мережах як з ізольованою, так і з заземленою нейтраллю, а на напругу 110 кВ – з заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на "землю" не вище 1,4). Розрядник підключається паралельно об'єкту, що захищається. Розрядники можуть експлуатуватися в

умовах відкритого повітря при температурі від -45 до $+50$ ° С. Висота розміщення над рівнем моря не більше 1000 м. Відносна вологість повітря при температурі $+25$ ° С до 100%.

Для запобігання пробую ізоляції підстанцій застосовуються розрядники. Принцип захисту заснований на тому, що паралельно об'єкту, що захищається, включається розрядник (рис. 14.1, а), тобто іскровий проміжок, вольт-секундна характеристика якого усіма своїми точками лежить нижче вольт-секундної характеристики об'єкта, що захищається (рис. 14.1, б) .

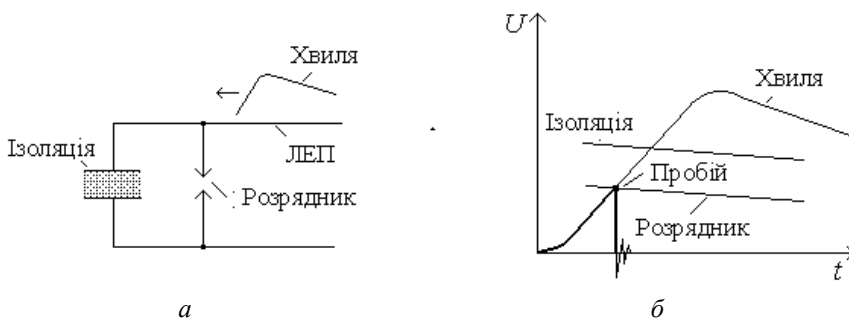


Рисунок 14.1 – Схема включення розрядника (а) і принцип захисту об'єкта розрядником (б)

В функцію розрядника входить також гасіння дуги супроводжуючого струму промислової частоти, що проходить через розрядник одразу за імпульсним пробоем, так як при спрацьовуванні розрядника лінія не відключається. Час гасіння дуги має бути досить малим, щоб реле часу релейного захисту змогли відрізнити спрацьовування розрядника від усталеного короткого замикання на лінії. Зазвичай розрядник гасить дугу супроводжуючого струму за один-два напівперіоду, що менше часу очікування релейного захисту.

Структуру часу розряду можна пояснити наступним чином. Нехай на повітряний проміжок впливає імпульс напруги. До того моменту, як настане завершальна стадія розряду – іскра, розряд повинен пройти ряд проміжних стадій, на що буде потрібен час (рис. 14.2). При досягненні хвилею за час t_0 напруги U_∞ (статична

розрядна напруга) в проміжку виникають процеси, які можуть призвести до пробію. Нижче цієї напруги пробій неможливий. Для виникнення самостійного розряду необхідна поява в проміжку початкового електрона, який створив би початкову лавину.

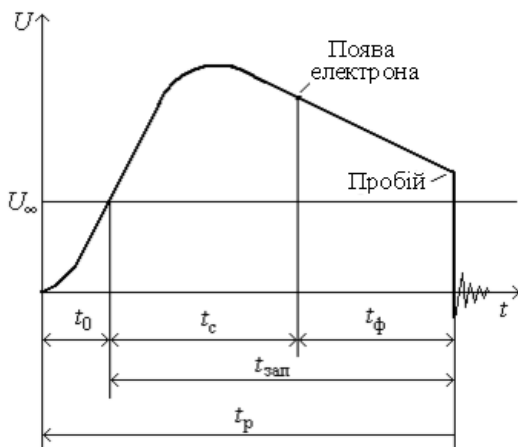


Рисунок 14.2 – Структура часу розряду

Час очікування початкового електрона називається статистичним часом запізнення t_c . Цей час залежить від інтенсивності зовнішнього іонізатора, для проміжку, який освітлений денним світлом або світлом іскри, t_c в десятки разів менший, ніж для темних проміжків. Час, що минув з моменту появи в проміжку початкового електрона до іскрового розряду, називається часом формування розряду t_ϕ . За цей час відбувається розвиток лавин, стримерів і лідерного розряду. Сума статистичного часу запізнювання і часу формування розряду називається часом запізнювання: $t_{зап} = t_c + t_\phi$. Загальний час, що минув від прикладення напруги до іскрового розряду в проміжку, називається часом розряду: $t_p = t_0 + t_c + t_\phi$.

Залежність амплітуди хвилі на іскровому проміжку від часу розряду називається *вольт-секундною характеристикою*, яка знімається в такий спосіб. На повітряний проміжок подається хвиля напруги U_1 , пробій відбувається на фронті при часі t_1 , на графіку ставиться крапка 1, яка є перетином ліній напруги U_1 і

часу t_1 (рис. 14.3). Потім подається хвиля напруги іншої амплітуди, наприклад U_2 , яка здійснює пробій при часі t_2 . Пробій стався на хвості хвилі, на графіку відкладається амплітуда U_2 і час t_2 , ставиться крапка 2 і т. д. Поєднавши точки 1, 2 та 3, отримаємо вольт-секундну характеристику іскрового проміжку.

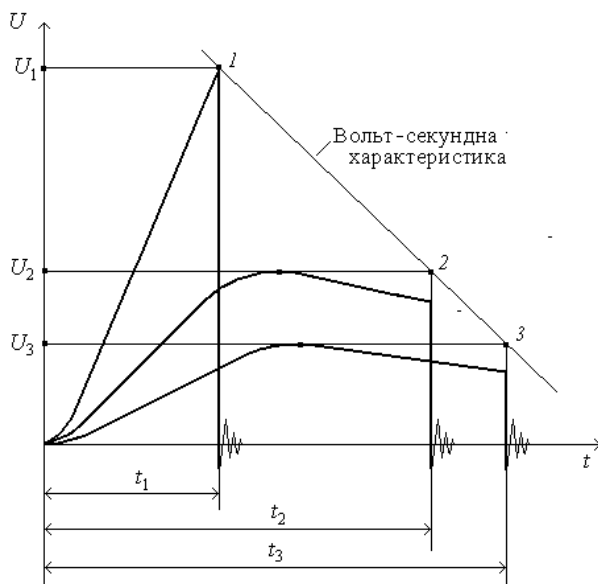


Рисунок 14.3 – Вольт-секундна характеристика іскрового проміжку

Форма вольт-секундної характеристики визначається конфігурацією електричного поля між електродами. У різко неоднорідному полі, що характерно для довгих проміжків, час розряду дуже сильно залежить від значення прикладеної напруги. Це обумовлено тим, що у довгих проміжків великий час формування розряду t_{ϕ} , і швидкість руху зарядів зростає зі збільшенням напруги, тому вольт-секундна характеристика круто загинається вгору при великій напрузі. У проміжках з однорідним полем, що властиво коротким проміжкам, час розряду не залежить від значення прикладеної напруги через малий час

формування розряду t_{ϕ} , тому вольт-секундна характеристика є пологою (див. рис. 14.4).

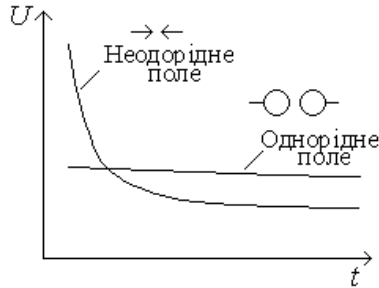


Рисунок 14.4 – Вольт-секундні характеристики іскрових проміжків з неоднорідним і однорідним електричним полем

Головними параметрами розрядника є наступні [4, 53, 76,]:

– робоча напруга U_p – напруга, за якою виникає пробій іскрових проміжків під дією імпульсу перенапруги;

– U_i – номінальна лінійна напруга;

– імпульсний струм I_i – амплітудне значення імпульсу струму, що виникає при пробіі іскрових проміжків;

– напруга, що залишається U_3 , – це амплітудне значення напруги в момент протікання імпульсного струму; вона повинна бути, як і розрядна U_p , на 20÷25% нижче розрядної напруги ізоляції;

– напруга гасіння $U_{\text{зас}}$ – найбільш можлива напруга на розряднику, при якій він надійно гасить дугу. Для мережі з ізольованою нейтраллю її значення складає $1,1 \cdot U_n$, а для мережі з заземленою нейтраллю – $0,8 \cdot U_n$;

– захисний коефіцієнт при імпульсному струму із заданою амплітудою та довжиною фронту імпульсу $K_{\text{зах}}$. Для вентильних розрядників значення його коливається у межах (1,6...2,8);

дугогасна дія іскрового проміжку РВ характеризується коефіцієнтом гасіння:

$$K_{\text{зас}} = \frac{U_{\text{нр}\sim}}{U_{\text{зас}}},$$

де $U_{np\sim}$ – пробивна напруга іскрових проміжків.

Важливими параметрами є також вольт-секундна і Вольт-амперні характеристики розрядника, яка (крива 1 рис.6) будується за підсумками обробки результатів випробування розрядника серією стандартних імпульсів напруги (з часом фронту $t_\phi = 1,2$ мкс і тривалістю $t_u = 50$ мкс) різної амплітуди, що подаються від генератора імпульсних напруг (ГІН). Ця характеристика повинна бути правильно скоординована з вольт-секундною характеристикою ізоляції захищається ЗО (рис. 14.5), отриману тим же шляхом.

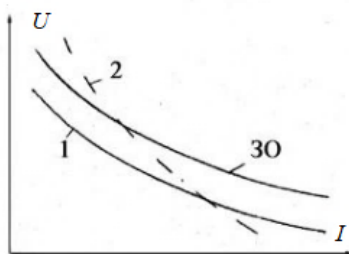


Рисунок 14.5 – Координація вольт-секундних характеристик розрядника і об'єкта, що захищається (ЗО)

Правильно скоординована характеристика розрядника 1 (рис. 14.6) повинна розташовуватися нижче (з запасом приблизно в 20 ÷ 30%) вольт-секундної характеристики ізоляції об'єкта, що захищається – ЗО. Розрядник з вольт секундною характеристикою 2 (рис. 14.5) не зможе захищати об'єкт при крутих імпульсах (малих часах розряду t), тому що в області малих t крива 2 розташовується вище кривої ЗО.

Головна вимога при обранні розрядника є такою, щоб вольт-секундна характеристика розрядника була розташована нижче, ніж вольт-секундна характеристика об'єкта, що захищається.

За конструкцією розрізняють два типи розрядників, – це повітряні закритого та відкритого типу (трубчасті розрядники), структура якого показана на рис. 14.6, газові, вентильні та магнітовентильні.

Газові розрядники – це є компоненти, заповнені інертним газом. Корпус розрядника виготовлений у вигляді керамічної трубки, кінці якої закриті металевими пластинами і виступають в ролі електродів.

Вентильні розрядники складаються з двох основних частин: багаторазового іскрового проміжку та робочого резистору, що складаються з послідовно набраних вілітових дисків (рис.14.10). Обидва цих основних елементи з'єднані між собою послідовно.

До складу магнітовентильного розрядника (РВМГ) входять кілька блоків, з'єднаних послідовно. У кожному блоці є одиничні іскрові елементи розрядника, які послідовно з'єднані, а також постійні магніти. Всі елементи блоку розміщуються в циліндрі з порцеляни.

14.1.1. Трубчасті розрядники (РТ)

Трубчастий розрядник є основним засобом захисту ЛЕП і допоміжним засобом захисту підстанцій, тому що має круту вольт-секундну характеристику. Він встановлюється на підходах до підстанцій, в місцях перетину двох ЛЕП і в місці переходу ЛЕП в кабельну лінію.

Основу розрядника (рис. 14.6) становить трубка з газогенеруючого матеріалу, яким є винипласт. Один кінець трубки заглушений обоймою, до якої прикріплені внутрішній стрижневий електрод. З протилежного боку розташована обойма відкритого кінця. Проміжок S1 між стрижнем і обоймою відкритого кінця називається внутрішнім або дугогасним. Розрядник відділяється від проводу ЛЕП зовнішнім іскровим проміжком S2 для запобігання протікання струму витоку і запобігання газогенеруючого матеріалу від розкладання.

Працює трубчастий розрядник наступним чином. При впливі хвилі атмосферного перенапруження пробиваються обидва іскрових проміжку і імпульс струму блискавки йде в землю. Слідом за імпульсним пробоем виникає коротке замикання і під впливом фазної напруги спалахує силова дуга. Від високої температури каналу дуги змінного струму газогенеруючий матеріал починає горіти, інтенсивно виділяючи газ, тиск в камері дугтя зростає до 20 атмосфер. Газ, прямуючи до відкритого

кінця трубки, створюють поздовжнє дуття, в результаті чого дуга обривається і гасне при першому проходженні струму через нуль. При роботі розрядника з отвору трубки розпечені гази вириваються на відстань до 3 м і чути звук, що нагадує постріл.

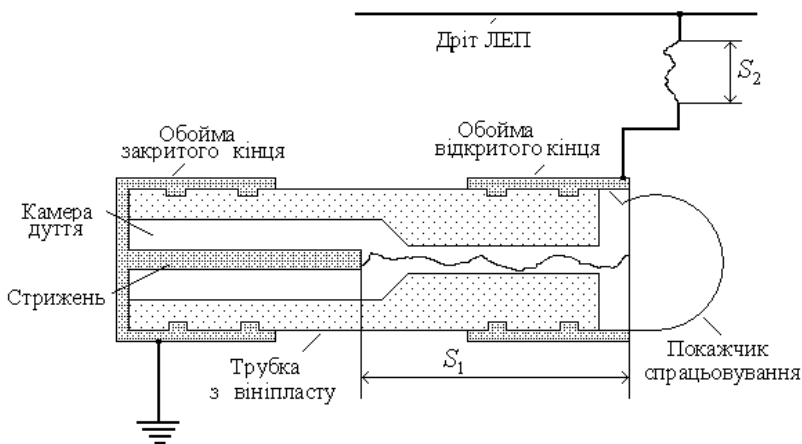


Рисунок 14.6 – Трубчастий розрядник:

S_1 - внутрішній іскровий проміжок; S_2 - зовнішній іскровий проміжок.

Трубчастий розрядник має круту вольт-секундну характеристику (рис. 14.7) через довгі іскрові проміжки. Спрацьовування розрядника відбувається в місці зустрічі хвилі перенапруги з вольт-секундної характеристикою. Після спрацьовування на розряднику залишається напруга, що дорівнює добутку амплітуди струму блискавки I_m на імпульсний опір заземлювача R_i .

Значення зовнішнього іскрового проміжку S_2 вибирають за умовами захисту ізоляції, тобто зміною S_2 регулюють пробивну напругу.

У функцію розрядників входить не тільки обмеження хвилі перенапруги, але й погашення дуги супроводжуючого струму. Значення внутрішнього іскрового проміжку S_1 встановлюється відповідно до дугогасних властивостей розрядника і

регулюванню не підлягає: чим більше діаметр отвору і коротше S1, тим більші струми відключає розрядник.

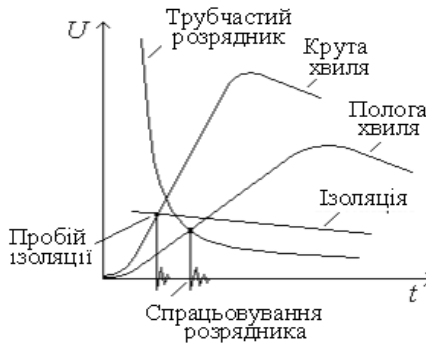


Рисунок 14.7 – Спрацювання трубчастого розрядника

Для успішного гасіння дуги супроводжуючого струму необхідна інтенсивна генерація газу, яка залежить від величини струму, що протікає. Розрядники характеризуються нижньою і верхньою межами струмів, що відключаються. Якщо струм буде нижче нижньої межі, то дуга згасне і розрядник згорить, якщо струм буде вище верхньої межі, то розрядник розірве. Тому в місці встановлення розрядника перевіряється струм короткого замикання, він повинен бути вище нижньої межі і нижче верхньої межі. Трубчастий розрядник є лише допоміжним засобом захисту підстанцій, він не захищає ізоляцію при крутих фронтах хвилі (рис. 14.8).



Рисунок 14.8 – Захист ізоляції трубчастим розрядником

Розрядники встановлюються отвором вниз, з нахилом таким чином, щоб зони їх вихлопу не перетиналися і не потрапляли на сусідні фази і на заземлені об'єкти. Крім того, такий стан розрядника не дасть атмосферній волозі накопичуватися в каналі. Якщо в каналі буде вода, то не відбудеться газогенерації, і розрядник згорить.

Розрядник має показчик спрацьовування, це металева пластина, яка відгинається під дією вихлопних газів (рис. 14.6). В результаті багаторазового спрацьовування канал газогенеруючої трубки вигорає, тому при збільшенні внутрішнього діаметра на 15-20% розрядник замінюється, або необхідно перемаркувати його на іншу напругу.

Час спрацювання АПВ налаштований з затримкою, тобто долі секунди АПВ очікує, і за цей час розрядник повинен погасити дугу. Якщо замикання тривале, то АПВ на короткий проміжок часу відключає лінію і знову підключає її. Якщо за момент цієї паузи замикання не самоусунулося, то після повторного включення лінія вимикається зовсім [32].

За конструктивним виконанням розрізняють два різновиди трубчатих розрядників:

– типу РТФ (розрядник, трубчатий, з фіробакелітовою трубкою) з буферною камерою. Такі конструкції використовуються на класи напруги (3...110) кВ і струми вимикання до 10 кА;

– типу РТВ (розрядник, трубчатий, з вініпластовою трубкою), використовується на класи напруги (3...35) кВ. Головні переваги розрядників типу РТВ це простота конструкції, висока надійність та підвищена механічна та електрична міцність через те, що вони мають більший (верхній) допустимий рівень робочого струму.

Приклад маркування розрядників типу РТ.

$РТФ\ 110/08\ \div\ 5$

↑ кА (обмеження)
↓ Напруга, кВ

Особливістю встановлення трубчатих розрядників є забезпечення зони вихлопу, яка повинна бути вільною від інших конструкцій і апаратів. Наприклад, на клас напруги 35 кВ зона вихлопу має розміри: довжина до 3м, ширина до 1,5 м. Час гасіння дуги знаходиться у межах (20...40) мс. Головними недоліками трубчатих розрядників є:

- непостійність характеристик внаслідок дії негативних чинників оточуючого середовища (вологість, пил та ін.);
- наявність зони вихлопу, що підвищує габарити підстанції;
- крута вольт-секундна характеристика, що незручно для захисту ізоляції підстанції, яка має більш пологої характеристику.

14.1.2 Вентильні розрядники (РВ)

Властивість матеріалу змінювати свій опір в залежності від напруги називають «вентильним». Звідси і назва апарата: вентильний розрядник. У розрядниках застосовуються диски з тїрїта, вїлїта і тервїта, які складаються з зерен карборунда і сполучного матеріалу. Варистори – це нелїнійні напївпровїдниковї резїстори. Для їх виготовлення використовують напївпровїдниковї матеріали на основї багатофазних структур з порошку карбїду кремнїю SiC і ізоляційного сполучного матеріалу, який скріплює зерна порошку. Варистор з глинистою зв'язкою називається тїрїт. Варистори зі зв'язкою у виглядї керамічної маси на основї рїдкого скла називають вїлїтами і тервїтами. Останнїй матеріал отримують при бїльш високїй температурї термічної обробки (понад 1000°C) у порівнянні з вїлїтом (близько 300°C).

Вольт-ампернї характеристики цих варисторїв побудованї в одному масштабї на рис. 14.9.

Перегин вольт-амперної характеристики не має вид рїзкого зламу, а носить квадратичний характер. Це обумовлено тим, що шари плївки мїж зернами мають дещо рїзні товщини і, отже, пробиваються не одночасно. При зниженнї напруженостї шари плївки відновлюють свої ізолюючі властивостї. Таким чином, варистори – це нелїнійні напївпровїдниковї резїстори, опїр яких рїзко змінюється в залежностї від значення напруженостї електричного поля.

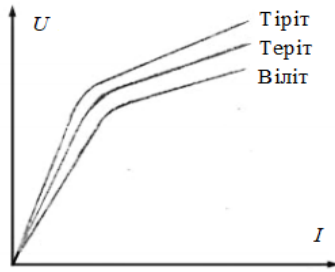


Рисунок 14.9 – Вольт-амперні характеристики варисторів

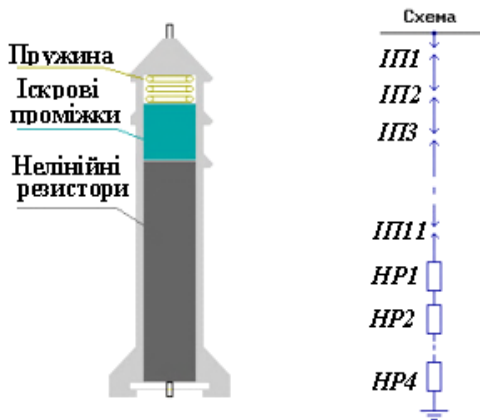


Рисунок 14.10 – Схема і конструкція розрядника РВО-10 кВ:

ІП – іскрові проміжки; НР – нелінійні резистори.

Всі вентиляльні розрядники згідно з ГОСТ 16357-83 розділені на чотири групи, тобто:

- I. РВТ, РВРД
- II. РВМ, РВМГ, РВМК
- III. РВС
- IV. РВЦ, РВО

У розрядників, що позначені над рисою, використовується матеріал тервіт, і вони можуть обмежувати як грозові, так і внутрішні перенапруги. У розрядників – під рисою

використовується віліт, і вони можуть обмежувати тільки грозові перенапруги.

Літери розшифровуються таким чином: РВТ – розрядник вентиляльний струмообмежувальний; РД – з дугою, що розтягується; М – магнітний, Г – грозовий, К – комбінований; С – станційний; П – підстанційний, О – полегшений.

Для маркування різних конструкцій розрядників використовують такі позначки: Р, В, О, П, С, М, Г, К, РД, Т, кожна з цих літер в свою чергу означає: Р – розрядник; В – вентиляльний; О – полегшений; П – підстанційний; С – станційний; а також М – магнітний, які використовуються для захисту електричних машин; Г – грозовий, які використовуються на класи напруги від 110 кВ до 750 кВ; К – комбінований, які використовуються на класи напруги вище за 1150 кВ для захисту від грозових та комутаційних перенапруг; Т – струмообмежувальний; РД – з дугою, що розтягується тощо.

Кращими захисними властивостями володіють розрядники I групи, а гіршими – IV групи (розрядники РВП зняті з виробництва).

Розрядники I групи мають найменшу залишкову напругу, тому вони призначені для захисту найбільш відповідального електроустаткування – обертових електричних машин, причому вони обмежують як грозові, так і внутрішні перенапруги.

Розрядники II групи призначені в основному для обмеження грозових перенапруг на обертових електричних машинах. Розрядники РВМК можуть обмежувати як грозові, так і внутрішні перенапруги.

Розрядники III і IV груп призначені для обмеження тільки грозових перенапруг на електрообладнанні станцій і підстанцій.

Вентильні розрядники IV групи, до яких відносяться розрядники РВП і РВО (причому РВП давно зняті з виробництва). А розрядники РВО (полегшені) призначені для захисту сільських мереж на напруги 3-10 кВ від грозових імпульсів. У розрядниках IV групи застосовуються диски з віліта. Основу нелінійного резистора розрядника складає порошок електротехнічного карборунду (SiC) – це тірит. На поверхні зерен карборунда є запірний шар з оксиду кремнію (SiO₂), опір якого нелінійно і залежить від напруженості електричного поля.

Вілітові диски виготовляють із зерен карбіта кремнію і сполучного матеріалу (емульсії крейди в рідкому склі). З цієї маси пресують диски і обпалюють при температурі 380 °С. Віліт можна використовувати для гасіння тільки грозових струмів. Розрядники IV груп мають найпростіший іскровий проміжок (рис. 14.11). Він складається з двох латунних електродів, розділених міканітовою шайбою. Електричне поле між основними електродами близько до однорідного. Для зменшення пробивної напруги між головними електродами застосовані допоміжні електроди, між якими за умови більш низької напруги виникає ковзкий розряд, заряджені частинки якого потрапляють в основний проміжок і полегшують його пробій. Гасіння супроводжуючого струму відбувається за рахунок охолодження дуги холодними масивними електродами. Струм гасіння іскрового проміжку діаметром 42 мм має значення 50-60 А (серія РВО).

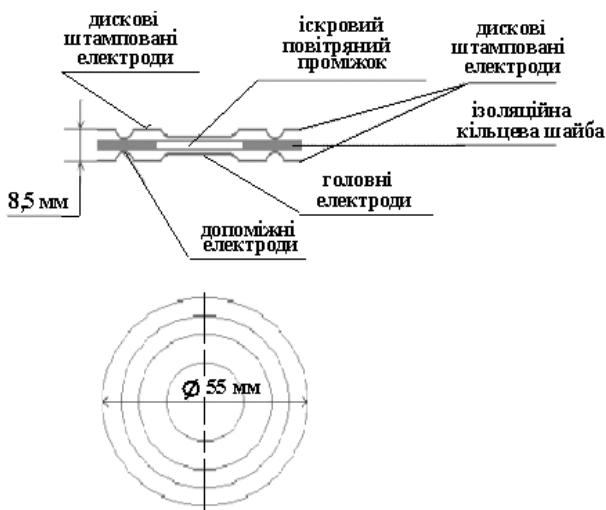


Рисунок 14.11 – Одиничний іскровий проміжок з нерухомою дугою розрядників III - IV груп

Особливості конструкції проміжку з нерухомою дугою є такими:

– дискові штамповані електроди виготовляються з латуні, перевагами якої є висока корозійна стійкість та висока швидкість відновлення електричної міцності іскрового проміжку після спрацювання розрядника;

– кільцева шайба з товщиною (0,5...0,6) мм виготовляється з електрокартону, міканіту або мікалексу;

– струм вимикання одного проміжку складає від 80 А до 90 А, час вимикання від 20 мс до 40 мс, а робоча напруга коливається у межах від 2,8 кВ до 3,2 кВ.

Вентильні розрядники III групи (PBC) призначені для обмеження тільки грозових перенапруг на електрообладнанні станцій і підстанцій. При набіганні на розрядник грозового імпульсу відбувається пробій іскрового проміжку, і до ізоляції електрообладнання, яке захищається, прикладається напруга, що дорівнює падінню напруги на нелінійному опорі при протіканні через нього імпульсного струму (залишається напруга $U_{\text{зал}}$), безпечно для ізоляції. Потім іскровий проміжок повинен розірвати дугу, що виникла при протіканні струму промислової частоти по каналу, який утворився. У розрядниках III групи застосовуються диски з віліта так само, як і в розрядниках IV групи. Розрядники III групи як і IV мають найпростіший іскровий проміжок (див. рис. 14.10), що відрізняється тільки діаметром електродів. Струм гасіння іскрового проміжку діаметром 55 мм має значення в даному випадку 80-100 А.

У розрядників PBC є одна важлива відмінність від PBO. Вони мають велику кількість послідовно включених іскрових проміжків і, якщо не вжити заходів, напруга на них розподіляється по паразитним ємностям і буде різко нерівномірною. А це призведе до зниження пробивної напруги розрядника на промисловій частоті, тому для обмеження внутрішніх перенапруг PBC не призначений. Для вирівнювання напруги кожні 4 проміжки об'єднуються в блок в фарфоровому корпусі і шунтуються карборундовим резистором.

Розрядники II групи призначені в основному для обмеження грозових перенапруг на обертових електричних машинах. Розрядники PBMK можуть обмежувати як грозові, так і внутрішні перенапруги. У розрядниках II групи застосовуються диски з віліта і тервіта. Вілітові диски виготовляють так само як і

розрядники III та IV груп. При виготовленні тервітових дисків в якості сполучного матеріалу використовується емульсія глинозему в рідкому склі. Тервітові диски обпікаються при температурі 1280-1300 °С. При цьому частина запірних плівок вигорає, що підвищує пропускну здатність матеріалу, але зменшує ступінь нелінійності. Тому тервіт можна використовувати для гасіння комутаційних струмів.

На рис. 14.12 зображений іскровий проміжок розрядників II групи з магнітним гасінням. Він складається з двох мідних електродів (диска і кільця), розташованих між кільцевими постійними магнітами. Пробій проміжку відбувається в найвужчому місці, а потім дуга під дією магнітного поля починає обертатися, добре охолоджується і гасне при першому проходженні струму через нуль. Такий проміжок здатний погасити струм до 250 А. Головними чинниками дугогасіння є переміщення основ дуги з відводом тепла у електроди та конвективне охолодження стовпа дуги у повітрі. Струм гасіння такого проміжку складає від 500 А до 1000 А.

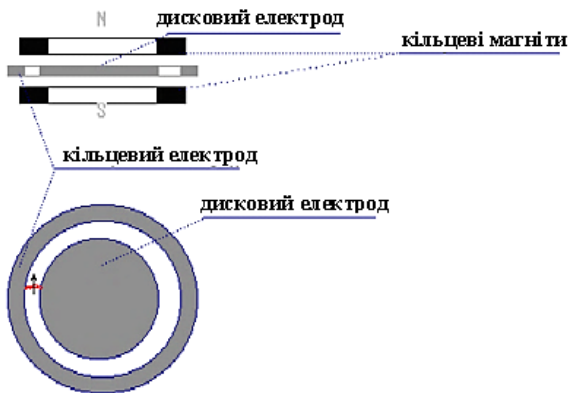


Рисунок 14.12 – Конструкція іскрового проміжку з обертовою дугою

Розрядники I групи (для важкого режиму) призначені для обмеження грозових і внутрішніх перенапруг на обертових електричних машинах. В них застосовуються диски з тервіта, які

виготовляються так само, як і в розрядниках II групи. Іскровий проміжок розрядників I групи складається (рис. 14.13) з двох мідних електродів і керамічної камери, розташованої між кільцевими постійними магнітами. Дуга загоряється у вузькому місці, під дією магнітного поля розтягується, заганається у вузькій щілині, інтенсивно деіонізується і гаситься. Розрядники I групи здатні гасити струми до 800 А.

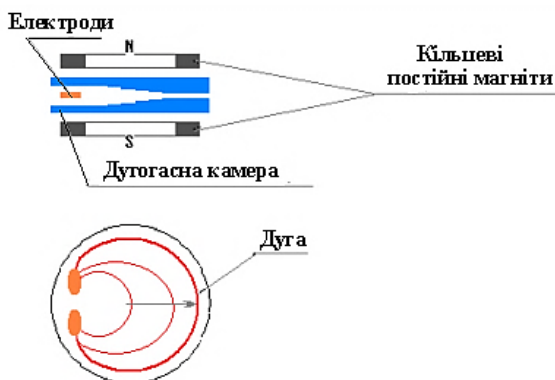


Рисунок 14.13 – Конструкція іскрового проміжку з дугою, що розтягується, розрядника РВРД

Особливостями конструкції є наступні:

- використовується двополярний ПД вузько-щілинного типу, в якому дуга в залежності від напрямку струму згасає або у лівій, або у правій частині ПД;
- для підвищення здатності вимикання використовується багатократний іскровий проміжок, який складається з (4...11) послідовно з'єднаних одиничних проміжків и має назву комплект проміжків;
- для вирівнювання розподілу напруги між окремими проміжками використовують шунтуючі конденсатори;
- для виключення каскадного пробою комплекту проміжків використовують шунтуючі резистори.

При пробі під дією імпульсу перенапруги по іскровим проміжкам і варистору протікає імпульсний, а потім

супроводжуючий струм. Напруга, що діє на ізоляцію, обмежується падінням напруги на варисторі.

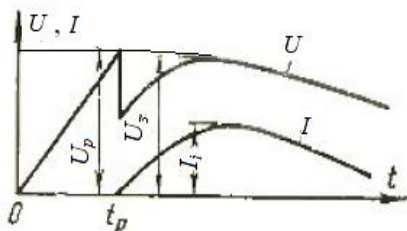


Рисунок 14.14 – Форма імпульсу напруги до і після спрацювання вентильного розрядника:

t_p – час спрацювання розрядника (час розряду), I_i – імпульсний струм розрядника.

Технологічно нелінійний резистор виготовлений з порошку електротехнічного карборунду SiC, частинки якого вкриті тонким непровідним шаром (~ 100 мкм) SiO₂. При U_p опір цього запірного шару $R_{шару} = 10^6$ Ом·м, а при напрузі U_{np} – опір стає 10^{-2} Ом·м, і струм імпульсу прямує в землю. Властивість матеріалу різко змінювати свій опір залежно від величини напруги, забезпечуючи проходження дуже великих струмів при високих напругах, а також малих струмів при малих напругах називається вентильним ефектом. Конструктивно варистори виготовляються у формі дисків зі стандартними розмірами та опором. Діаметр дисків сягає 130 мм, а висота коливається у межах (10...60) мм. Контактна площа дисків металізується алюмінієм для зменшення перехідного опору. Бокова поверхня ізолювана для усунення можливості перекриття по поверхні. Пропускна спроможність розрядника характеризується максимальним значенням імпульсу струму тривалістю 20÷40 мкс і струмом прямокутної форми тривалістю 2 мс. Цей режим РВ повинен витримати не менш 20 разів.

Отже, наведемо приклад вольт-секундної характеристики розрядника РВМГ-220 (рис. 14.15). Таку форму характеристики можна пояснити наступним чином. Іскрові проміжки РВ

розділені діелектричними (міканітовими) шайбами, де через різні діелектричні проникності ϵ повітря і меканіта виникає іонізація. Пробій відбувається при коефіцієнті імпульсу ≈ 1 . Гасіння дуги засноване на нестабільному горінні короткої дуги в проміжку з холодними електродами, якими є латунні диски. Для збільшення струму гасіння використовують магнітне гасіння дуги постійним магнітним полем за рахунок її обертання та інтенсивного охолодження. У цьому випадку струм гасіння зростає на порядок (проти 100 А в проміжках з нерухомою дугою).

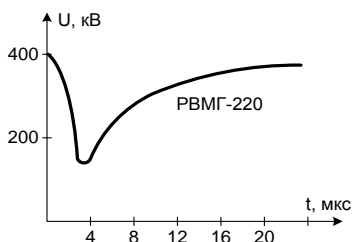


Рисунок 14.15 – Вольт-секундна характеристика РВМГ-220

Для надійного захисту ізоляції підстанцій вольт-секундна характеристика багаторазового іскрового проміжку повинна бути положистою. Схема заміщення багаторазового іскрового проміжку представляє собою ємнісний ланцюжок, подібно до схеми заміщення гірлянди. Імпульсна напруга по ланцюжку розподіляється дуже нерівномірно, забезпечуючи швидкий каскадний пробій одиничних проміжків. Це, разом з попередньою іонізацією, забезпечує низькі коефіцієнти імпульсу і положистий характер вольт-секундної характеристики вентиляного розрядника. При крутих фронтах імпульсу нерівномірність розподілу напруги зменшує коефіцієнт імпульсу $K_i < 1$. Щоб утримати його близьким до 1, розрядники на напруги понад 1000 кВ комплектують ємнісними екрануючими кільцями, які вирівнюють розподіл напруги по іскровому проміжку.

В експлуатації знаходиться велика кількість типів розрядників, які суттєво відрізняються за своїми параметрами та конструктивними особливостями [6, 8], наприклад:

- РВП – розрядник вентиляний підстанційний, який використовується на класи напруг від 3 кВ до 10 кВ;
- РВМ – розрядник вентиляний станційний, який використовується на класи напруг від 15 кВ до 35 кВ;
- РВТ – розрядник вентиляний струмообмежувальний, який використовується на класи напруг від 3 кВ до 500 кВ і має вузьку щільну камеру, тощо.

Наведемо декілька прикладів конструкцій таких пристроїв.

Вентиляний розрядник РВС (розрядник вентиляний станційний) випускається у вигляді п'яти стандартних елементів: РВС-15, РВС-20, РВС-30, РВС-33 і РВС-35. З цих елементів комплектують розрядники на напругу до 220 кВ. Їх встановлюють один на інший і з'єднують послідовно. Загальний вигляд розрядників типу РВС-110 ... 220 кВ та розріз однієї секції показані на рис 14.16.

На рис. 14.16, б показаний елемент РВС, що складається з порцелянового кожуха 7, всередині якого знаходяться влітові диски 4 і комплекти іскрових проміжків 1, що складаються з декількох одиничних іскрових проміжків 5. Кожний комплект укладений в порцеляновий циліндр 3. Всі іскрові проміжки і влітові диски стиснуті спіральною пружиною 8. Порцеляновий кожух закритий з торцевих сторін кришками, під якими прокладена ущільнююча гума 9, армований фланцями 10, які служать для кріплення розрядника до опорної конструкції, а також для приєднання до шин або дротів. Комплекти іскрових проміжків шунтуються підковоподібними резисторами 11, призначеними для рівномірного розподілу напруги між ними.

Розрядники захисту від перенапруг типу ЗEQ4 виробництва SIEMENS представляють собою запобіжні пристрої для захисту ізоляції обладнання або одного з його компонентів від недопустимих перевантажень, що визиваються перенапругою, показані на рис. 14.17. Вони призначені для застосування в мережах змінного струму напругою до $U_m = 800$ кВ (162/3 ... 62 Гц) і в мережах постійного струму до 500кВ, і складається з одного або декількох модулів В цих конструкціях металооксидні резистори є сильно нелінійними, тобто вони мають сильно вигнуту вольт-амперну характеристику, в зв'язку з чим при

напруженнях, менших за певну напругу, через розрядник протікає лише дуже незначний струм витoku.

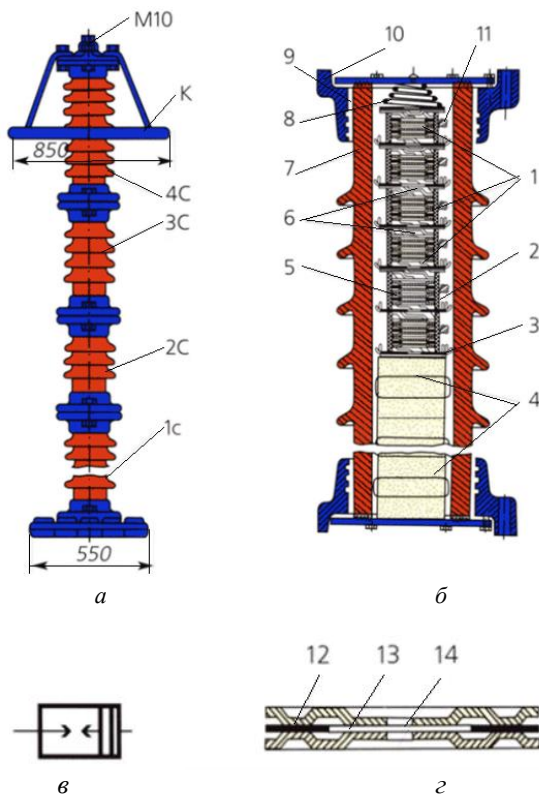


Рисунок 14.16 – Загальний вигляд і габаритні розміри розрядників типу PVC-110 ... 220 кВ.

а – загальний вигляд розрядника; б – умовне позначення в схемах;
 в – розріз однієї секції; г – одиничний іскровий елемент розрядника;
 К – кільце екрануюче; 1С, 2С, 3С, 4С – порцелянові кожухи чотирьох секцій розрядника; 1 – комплекти іскрових проміжків; 2 – шунтуючий резистор; 3 – порцеляновий циліндр; 4 – вилітові диски; 5 – одиничний іскровий проміжок; 6 – латунні кришки; 7 – порцелянова покривка розрядника; 8 – пружина сталевая;
 9 – ущільнююча гума; 10 – фланці; 11 – підковоподібні резистори;
 12 – фігурний латунний електрод; 13 – ізолююча прокладка; 14 – отвір.

Розрядники розраховані таким чином, що при наявному в нормальному режимі тривалому робочому напрузі протікає струм витoku, менший 1 мА. При атмосферних грозових і комутаційних перенапруженнях резистори стають провідними (омічний діапазон), в зв'язку з чим імпульсний струм може протікати до землі і перенапруження зменшується до значення падіння напруги на розряднику («залишкова напруга»). Імпульсні струми складають при цьому до 2 кА при комутаційних перенапруженнях в діапазоні 1 ... 10 ... 20 кА при атмосферних грозових перенапруженнях.

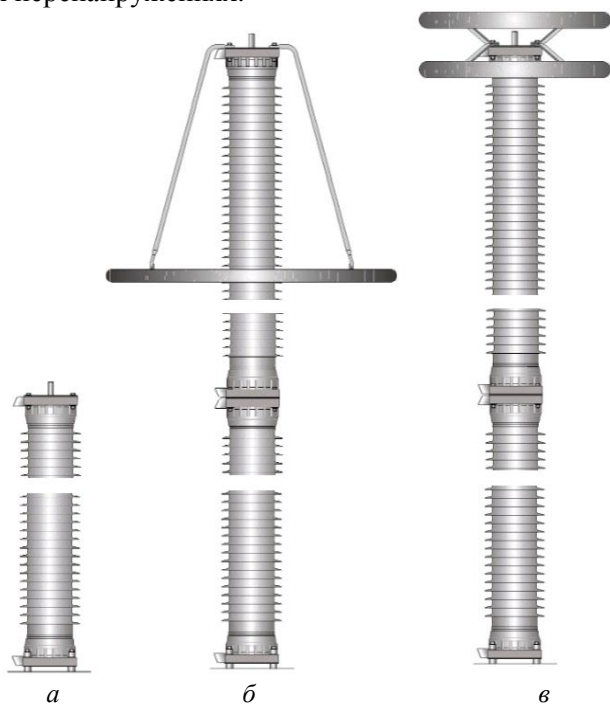


Рисунок 14.17 – Приклад одномодульного та двохмодульного виконання розрядника типу ZEQ4 виробництва SIEMENS опорного монтажу (також може бути так і для висячого монтажу):

a – для змінного і постійного струму; *б* – для змінного струму;
в – для постійного струму.

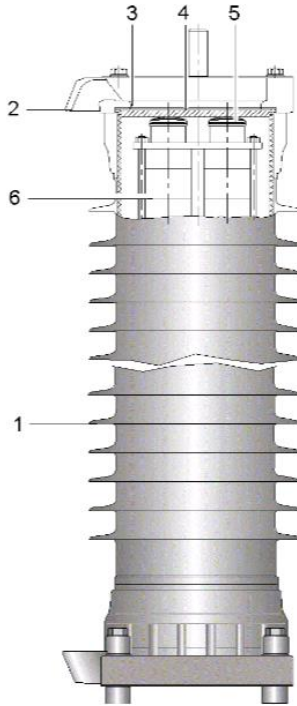


Рисунок 14.18 – Перетин модуля з використанням багатострижневого металооксидного резистора:

- 1 – пластмасовий композиційний корпус; 4 – запобіжна мембрана; 2 – фланець з газовідвідним соплом; 5 – пружина натискання; 3 – ущільнення; 6 – металооксидний резистор (нелінійний).

14.2 Обмежувачі перенапруг

Обмежувачі перенапруг (ОПН) використовуються для обмеження комутаційних перенапруг до значення $1,8 \cdot U_{\phi}$ та атмосферних перенапруг до $(2,2 \dots 2,4) U_{\phi}$. ОПН відрізняються від розрядників відсутністю іскрових проміжків [53].

На відміну від вентиляних розрядників, які для боротьби з перенапруженнями в мережах, з огляду на свої особливості, забезпечували надійний захист тільки від грозових імпульсів,

обмежувачі перенапруги, які мають нелінійну характеристику опору, практично гарантовано захищають обладнання від комутаційних і атмосферних сплесків напруги.

Основною активною частиною ОПН є набір варисторів, з'єднаних послідовно, і утворюючих так звану «колонку». В залежності від необхідних характеристик ОПН і його конструкції обмежувач може складатися з однієї колонки або з ряду колонок, з'єднаних послідовно або паралельно.

Відмінність матеріалу варисторів ОПН від матеріалу резисторів вентильних розрядників полягає в тому, що у нелінійних резисторів обмежувачів перенапруги наявна підвищена пропусканна здатність, а також високонелінійна вольт-амперна характеристика (ВАХ), завдяки якій можливо безперервне і безпечне перебування ОПН під напругою, при якому забезпечується високий рівень захисту електрообладнання. Дані якості дозволили виключити з конструкції ОПН іскрові проміжки.

Матеріал нелінійних резисторів ОПН складається значною мірою з оксиду (окислу) цинку (ZnO) і оболонки у вигляді гліфталевої емалі, що підвищує пропускану здатність варистора. В процесі виготовлення оксид цинку змішується з оксидами інших металів, наприклад таких компонентів, як CoO , MnO , Bi_2O_3 тощо. Головні переваги оксиду цинку – це велика нелінійність та енергоємність. Варистори на основі оксиду цинку є системою, що складається з послідовно і паралельно включених р - n переходів. Саме ці р - n переходи визначають нелінійність ВАХ варистора. Але в процесі експлуатації тривалий струм витoku підігріває варистор, що сприяє прискоренню старіння оксидно-цинкової кераміки і зростанню її провідності, і в кінцевому результаті є недоліком ОПН.

ОПН конструктивно являє собою колонку варисторів, розмішених в високоміцному полімерному корпусі з високомолекулярного каучуку (в разі полімерної ізоляції пристрою), або колонку варисторів, притиснуту до бічної поверхні склопластикової труби, розташованої всередині порцеляни (в разі порцелянової ізоляції). У ОПН з полімерною ізоляцією простір між склопластиковою трубою і колонкою варисторів заповнюється низькомолекулярних каучуком, а сама

труба має розрахункову кількість отворів для забезпечення вибухобезпечності конструкції при проходженні струмів короткого замикання. У обмежувачів перенапруг з порцеляною ізоляцією на торцевих сторонах покриття розташовані мембрани і герметизуючі гумові кільця ущільнювачів, а на фланцях встановлені спеціальні кришки з вихлопними отворами. На кришці обмежувача перенапруг є контактний болт для підключення до струмопровідної шини. ОПН забезпечений ізолюваною від землі плитою основи. Внутрішня склопластикова труба, мембрани і кришки забезпечують вибухобезпечність конструкції при проходженні струмів короткого замикання.

Захисна дія обмежувача перенапруг обумовлена тим, що поява небезпечної для ізоляції перенапруги внаслідок високої нелінійності резисторів через обмежувач перенапруг, протікає значний імпульсний струм, в результаті чого величина перенапруги знижується до рівня, безпечного для ізоляції обладнання, що захищається.

У нормальному робочому режимі струм через обмежувач має ємнісний характер і становить десятки долі міліампер. Але при виникненні перенапруги резистори ОПН переходять в провідний стан і обмежують подальше наростання перенапруги до рівня, безпечного для ізоляції захищається електроустановки. Коли перенапруження знижується, обмежувач знову повертається в непровідний стан.

Вольт-амперна характеристика обмежувача складається з 3 ділянок:

- область малих струмів;
- область середніх струмів;
- область великих струмів.

У першій області варистори працюють під робочою напругою, що не перевищує найбільшу допустиму робочу напругу (опір варисторів великий, через них протікає дуже малий струм витоку). Варистор переходить в режим середніх струмів при виникненні перенапруги в мережі. При цьому на межі 1 і 2 областей відбувається перегин ВАХ, опір варисторів істотно зменшується, і через них протікає короткочасний імпульс струму. Варистор поглинає енергію імпульсу і розсіює її в навколишнє середовище у вигляді тепла. Через поглинання енергії імпульс

перенапруги різко падає. Третя область для обмежувача є аварійною, опір варисторів в ній знову різко зростає.

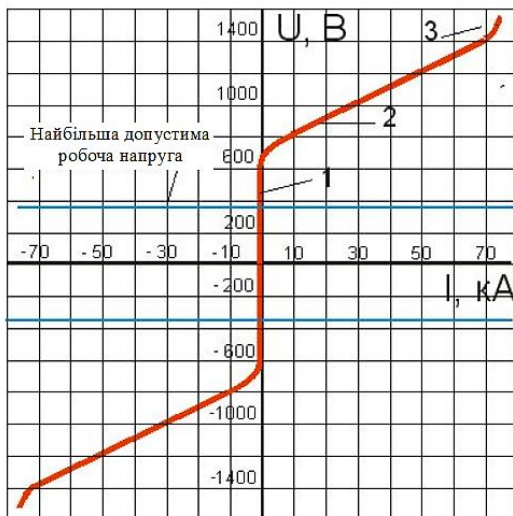


Рисунок 14.19 – Вольт-амперна характеристика ОПН

Зовні ОПН схожий на ізолятор, оболонка якого виконана з полімеру, але всередині нього встановлені опори, виконані з оксиду цинку. Підключаючись паралельно обладнанню, між фазою і заземлюючим контактом, він має великий внутрішній опір, і струм витoku через нього дуже малий, але при виникненні імпульсу напруги, опір резистора падає, струм зростає, і енергія, що виділяється при цьому, перетворюється в тепло. При відновленні нормальних параметрів мережі, в лічені доли секунди, опір ОПН знову зростає і струм всередині нього практично зникає. Конструкція здатна витримувати струми КЗ.

Обмежувачі перенапруги розрізняються в залежності від [4, 6, 53, 76]:

- типу ізоляції (полімерна, порцелянова);
- конструктивного виконання (одноколонкові, багатоконкові, тобто 1, 2, 3, 4 відповідно, на одно- і трифазні кола);

– значення робочої напруги (6-10 кВ; 35 кВ; 110 кВ; 220 кВ тощо) [16];

– місця монтажу (ВРУ або ЗРУ) [17] пристроїв, яке залежить від параметрів мережі. Існує три класи ОПН, що визначають місце установки пристрою: В – на вході в будівлю, С – в розподільному щитку квартири, котеджу, D – безпосередньо на обладнанні, а саме:

– на промислових об'єктах встановлюються ОПН з нарізним контактом на кришці пристрою (пристрої такого класу комплектуються ізоляційною плитою підставки);

– захист електрообладнання від перенапруги в будинках і котеджах приватних подвір'їв більш є компактним, монтується на універсальну дин-рейку розподільних щитів і електрошаф.

Також в залежності від моделі і категорії складності пристрою, захисту від імпульсних перенапруг, ціни ОПН, вони обладнуються знімними взаємозамінними картриджами, індикаторами режимів функціонування, деякими з них можливо управляти дистанційно.

Умовне літерно-числове позначення, яке використовують для позначення конструкцій ОПН на клас напруги від 3 кВ до 110 кВ є такими: ОП – обмежувач перенапруги, Н – нелінійний, И – з іскровою приставкою, П, Ф – матеріал ізоляційної покришки (полімерна, порцелянова), О – полегшений, В – для захисту високовольтних тиристорних вентилів 1, 2 – групи виконання по монтажу (1 – опорне, 2 – підвісне), цифри від 3 кВ до 110 кВ – клас номінальної напруги, тощо.

Наприклад, ОПН-III-110ПУХЛ1 означає, що обмежувач перенапруги нелінійний, з полімерною ізоляцією, на клас напруги 110 кВ, з середнім ступенем забруднення апаратури по ГОСТ 9920-89 та помірно-холодним кліматичним виконанням, розміщення на відкритому просторі по ГОСТ 15150-69.

Головними перевагами ОПН є такі:

– відсутність іскрових проміжків дозволяє зменшити габарити, підвищити надійність та стабільність характеристик ОПН у процесі експлуатації;

– зниження складності конструкції та полегшення процесу налагоджування при експлуатації.

Структура ОПН показана на рис. 14.20.

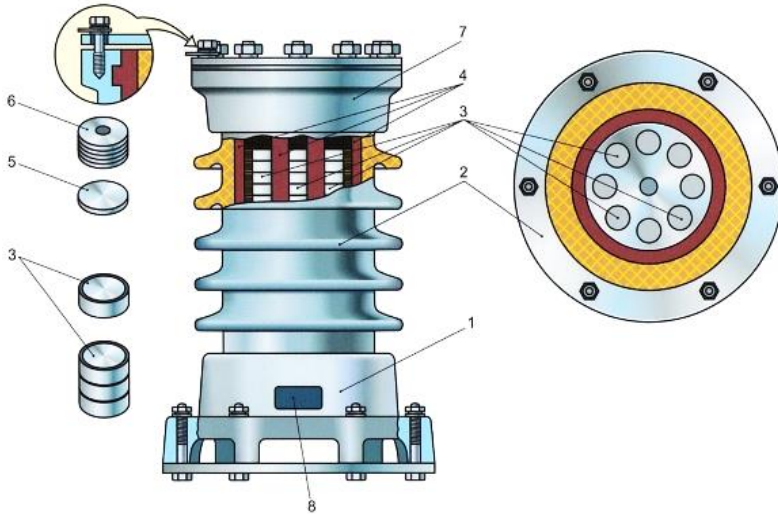


Рисунок 14.20 – Структура ОПН:

1 та 7 – фланець; 2 – порцеляновий корпус; 3 – високоомний нелінійний резистор; 4 – кварцовий пісок; 5 – шайба; 6 – спеціальна гайка; 8 – запобіжний клапан.

Обмежувач встановлюється в мережу на весь період експлуатації ділянки мережі, яка потребує захисту. Періодичної заміні підлягає тільки змінна вставка. виділяється у варисторі та відводиться в оточуюче середовище. Габарити цього елемента часто розраховані на можливість використання тільки разом з пристроєм з конкретною пропускною струмовою здатністю. Поки по дроту передається енергія стандартного значення, варистор пропускає струм. Як тільки клемі пристрою зафіксують аномальний сплеск, апарат виконає своє призначення. При виникненні напруги рівного за значенням займання, термічний запобіжник перерве роботу обмежувача.

Принцип дії ОПН наступний. При номінальній напрузі U_{ϕ} по комплекту варисторів протікає невеликий струм, його густина складає порядку 10 мкА/см^2 . При підвищенні напруги до $2 \cdot U_{\phi}$ струм зростає на 6 порядків. Поглинання енергії з мережі

перетворює імпульс перенапруги у теплову енергію, яка
Особливості конструкції ОПН є такими:

- ізоляційна покривка виготовляється з порцеляни або склопластику з покриттям кремнійорганічними гумами;

- колонка варисторів вміщує таку кількість елементів: на клас напруги 110 кВ – порядку 38 шт., на клас 750 кВ – порядку 100 шт. варисторів;

- газовий канал використовується для передачі надмірного тиску до захисного мембранного клапану 8 у випадку внутрішнього короткого замикання (зазвичай використовується в ОПН з порцеляною покривкою);

- теплопровідний прошарок у вигляді кварцового піску покращує тепловідвід від варисторів до оточуючого середовища;

- внутрішній об'єм ОПН заповнено азотом з невеликим надлишковим тиском для усунення процесу окислення.

Головним робочим елементом обмежувача є варистор, який представляє собою реостат, виконаний з щільно розташованих варисторних таблеток. Таблетки виготовляються із суміші оксиду цинку, оксидів вісмуту, кобальту та інших металів. Опір пристрою зменшується зі збільшенням сили струму, і завдяки цьому:

- електрична техніка може пропускати надструми і компактно гасити їх без іскрових проміжків;

- забезпечується спрацьовування захисту в найкоротший термін;

- практично моментально повертається у вихідний ізоляційний стан і в готовність прийняти черговий потік імпульсів.

Варистор розміщується в модульній вставці. Після виходу з ладу цей елемент можна легко замінити. Модульні пристрої виробляються в широкому діапазоні пропускнув струмової здатності. Це обумовлено тим, що обмежувачі придатні захищати прилади від стрибків різної потужності.

Варто зазначити, що при використанні комплектних обмежувачів одного виробника для збільшення струмової здатності допускається їх паралельна установка. Низькі механічні характеристики електротехнічної порцеляни на розрив не дозволяють виготовляти підвісні ОПН в порцелянових корпусах.

Однак розроблена і успішно застосовується конструкція ОПН опорного виконання, що дозволяє одночасно обмежувати як перенапруги щодо землі, так і міжфазні перенапруги.

Загальний вид обмежувача типу ОПНІ-500У1 показано на рис. 14.21 [6, 8]. Перші три букви (ОПН) означають «обмежувач перенапруги нелінійний». Четверта буква позначає найбільш істотні ознаки обмежувача (И – з іскровою приставкою). Схему його вмикання показано на рис.14.22. Особливості даної конструкції обмежувача є такі:

- варистор поділено на дві частини, які підключені у зірку;
- при виникненні перенапруг, які завжди несиметричні, пробиваються іскрові проміжки. Варистори В2 всіх фаз з'єднуються паралельно і обмежують фазні перенапруги. Варистори В1 з'єднуються послідовно-паралельно і обмежують між фазні перенапруги;

- при несиметричному короткому замиканні розподіл напруг по іскровим проміжкам не симетричний і пробою одного з них може не виникнути. Для усунення цього використовується ємність С.

У сучасних конструкціях ОПН все ширше використовують полімерні корпуси. До особливостей ОПН з полімерними корпусами (покришками) можливо віднести такі:

- основа покришки склопластикова труба, яка забезпечує необхідну механічну міцність конструкції;

- оребріння виготовляється із силіконової або етиленпропіленової електротехнічної гуми;

- використання полімерного корпусу дозволяє спростити конструкцію ОПН, результатом чого є зменшення об'єму до 40 %, маси у (3...5) разів та можливість створити підвісний апарат;

- головною причиною відмови ОПН є зростання струму витоку за рахунок теплового старіння варисторів. Допустимою величиною густини струму витоку в експлуатації вважається $30 \cdot 10^{-6} \text{ А/см}^2$.

Відео для Вашого уявлення за посиланням <https://asterlight.ru/raznoe-2/ogranichiteli-perenapryazhenij-opn-naznachenie-princzip-raboty-i-konstrukciya.html>

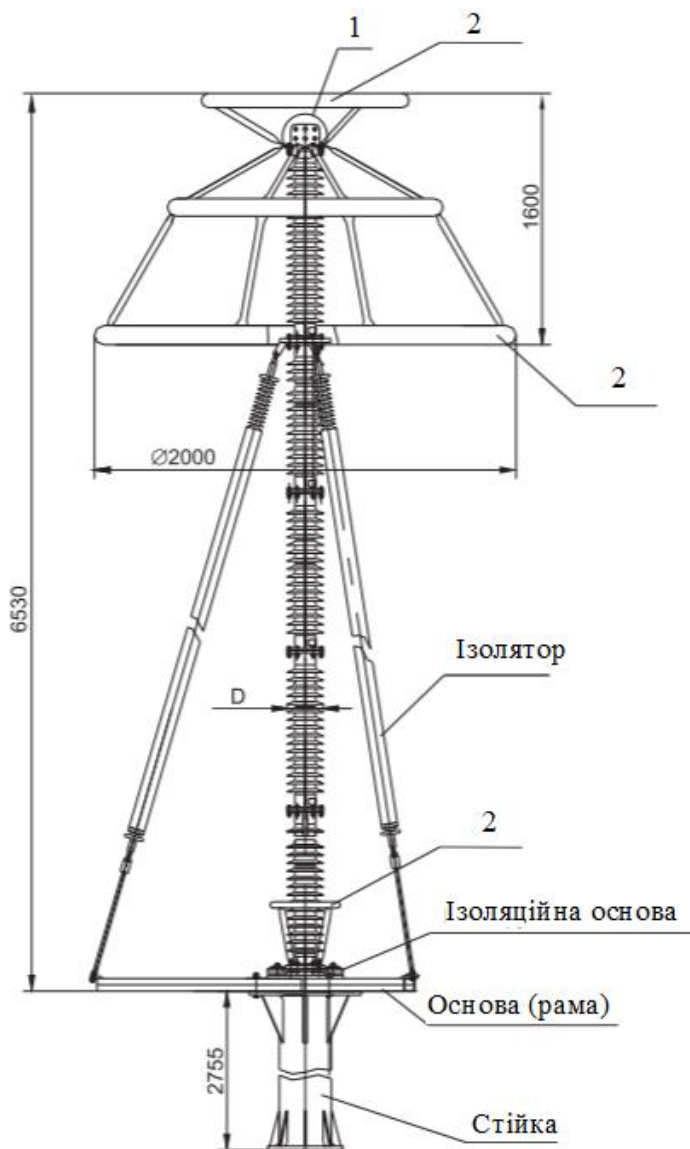


Рисунок 14.21 – Структура та схема підключення ОПНИ– 500У1

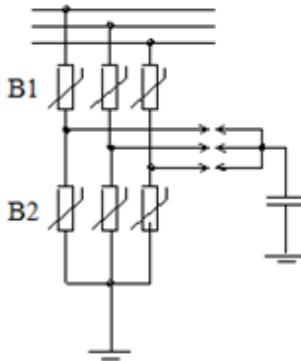


Рисунок 14.22 – Схема підключення ОПНІ– 500

14.3 Запитання для самоконтролю

14.3.1 У чому полягає принципова відмінність нелінійних обмежувачів перенапруг і розрядників?

14.3.2. З якого матеріалу виконуються нелінійні резистори, що використовуються в ОПН?

14.3.3. Які характерні ділянки можна виділити на ВАХ варистора?

14.3.4. У яких випадках нелінійний опір ОПН доводиться виконувати з декількох паралельно включених колонок варисторів?

14.3.5. За який проміжок часу варистор при спрацьовуванні ОПН переходить із «ереходить» у «ереходий» стан?

14.3.6. Що розуміють під питомою енергоємністю обмежувача перенапруг?

14.3.7. Що відбувається при спрацьовуванні трубчастого розрядника?

14.3.8. У чому конструктивна відмінність магнітовентильного розрядника від вентиляного?

15 ЗАПОБІЖНИКИ

Запобіжник – це комутаційний апарат, який встановлюється для збереження цілісності силового електрообладнання від шкідливого впливу електричного струму при впливі коротких замикань в результаті появи аварійних ситуацій. Відключення обладнання відбувається в результаті руйнування спеціально розробленого струмопровідного елемента при проходженні струму, який перевищує припустиме значення для даної ділянки кола. Високовольтні запобіжники застосовуються для автоматичного одноразового відключення електричної енергії в колі при виникненні короткого замикання або перевантажень. Незаперечним є і той факт, що коротке замикання може стати результатом порушення ізоляції в електричному колі. Основними причинами замикань, як правило, можуть бути: пробой в ізоляції, несправності обладнання, всілякі механічні пошкодження провідників, а також різні інші чинники. Багаторазове посилення струму, що значно перевищує номінальне значення, є причиною замикання електричного кола. Головною причиною зварювання і згодом подальшого вигорання всіх контактів в колі, є фактор старіння і зносу ізоляції в процесі виникнення термічного ефекту. Саме тому, для забезпечення регулярного та надійного захисту й були розроблені високовольтні запобіжники [6, 67].

На ринку високовольтні запобіжники представлені у вигляді високоміцної і термостійкої порцелянової трубки. Високовольтні запобіжники виконані у формі циліндра з нікелю або електролітичної міді. Герметичність запобіжника гарантується унікальною зносостійкою і термостійкою прокладкою. У разі плавлення комплектуючих елементів електричного обладнання або провідників, через виникнення несправностей в оснащенні, не виключені навіть пожежі. Мета запобіжника в даному випадку полягає в тому, що за невеликий проміжок часу він повинен знизити енергію. В вище зазначених ситуаціях найбільш надійний захист дає саме високовольтний запобіжник, який вже не один рік забезпечує електромережі надійну і безперебійну роботу <https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=ozI89C>.

В електричних мережах високої напруги запобіжники використовуються для захисту силових трансформаторів,

трансформаторів напруги, конденсаторних батарей, електродвигунів, тощо. Існує така класифікація запобіжників:

– за здатністю обмеження струму при вимиканні, де в свою чергу розрізняють:

а) струмообмежувальні запобіжники, які використовуються на класи напруги (3...35) кВ, номінальні струми (2...1000) А, струми вимикання (2,5...63) кА;

б) запобіжники без обмеження струму, які використовуються на класи напруги (6...220) кВ, номінальні струми (2...200) А та струми вимикання (1,6...20) кА;

– за здатністю гасіння дуги розрізняють:

а) з гасінням дуги за рахунок щільного зіткнення дуги з дрібнозернистим наповнювачем (кварцовим піском);

б) з гасінням дуги за рахунок генерування газів під впливом електричної дуги;

– за діапазоном струмів вимикання розрізняють:

а) 1 клас – для загального призначення (від одногодинного струму плавлення до номінального струму вимикання);

б) 2 клас – для роботи сумісно з комутаційними апаратами (від мінімального струму вимикання, що перевищує одногодинний струм плавлення до номінального струму вимикання).

Головні параметри запобіжників високої напруги є такими:

– одногодинний струм плавлення – це струм, протікання якого через запобіжник протягом 1 години веде до руйнування плавкої вставки;

– номінальний струм вимикання – це найбільше діюче значення періодичної складової струму, що очікується у момент виникнення дуги, яку запобіжник здатен вимкнути при нормованих характеристиках кола, що захищається;

– номінальна напруга, яка складає для струмообмежувальних запобіжників від 3 кВ до 35 кВ, а для звичайних – від 6 кВ до 220 кВ;

– часострумова (захисна) характеристика – це залежність часу плавлення вставки від діючого значення струму. Вона надається у довідкових даних у вигляді кривих для повного діапазону номінальних струмів запобіжників певного типу (рис.

15.4 та 15.5). Ці характеристики дають можливість вибору запобіжника для захисту певного об'єкту;

– повний час вимикання, який складається з двох частин: часу плавлення вставки та часу горіння дуги.

До головних вимог до запобіжників можливо віднести наступні.

Запобіжник повинен вимикати при найбільшій робочій напрузі повний діапазон струмів при будь-якому моменті виникнення короткого замикання відносно нуля синусоїди напруги, а також обмежувати струм при вимиканні до необхідних значень (для струмообмежуючих запобіжників). Фізичний сенс ефекту струмообмеження є таким. Тонкий провід плавкої вставки випарюється за доли мікросекунди по всій довжині, і загоряється електрична дуга. У каналі дуги здійснюється швидка деіонізація, і опір дуги різко підвищується, чим обмежується струм та зрізається до нуля раніше, ніж природний перехід через нуль. Виникає електрорушійна сила самоіндукції, яка накладається на номінальну напругу і утворює комутаційні перенапруги. Запобіжник повинен обмежувати струм при вимиканні до необхідних значень (для струмообмежувальних запобіжників). Фізичний сенс ефекту струмообмеження такий є таким. Тонкий провід плавкої вставки випарюється за доли мікросекунди по всій довжині і загоряється електрична дуга. У каналі дуги здійснюється швидка деіонізація і опір дуги різко підвищується, чим обмежується струм та зрізається до нуля раніше, ніж природний перехід через нуль. Виникає електрорушійна сила самоіндукції, яка накладається на номінальну напругу і утворює комутаційні перенапруги. Таким чином, плавкий запобіжник будь-якої конструкції повинен мати плавку вставку, яка перегорає швидше, ніж встигає пошкодитися будь-який інший елемент кола, який має бути захищений. У запобіжнику має бути пристрій (або повинні бути створені спеціальні умови) для гасіння дуги.

Конструкції запобіжників дуже різноманітні (приклади деяких див. рис. 15.1 – 15.3), але ж в основному розрізняють дві групи запобіжників високої напруги: кварцові, або насипні, які використовують на класи напруги до 35 кВ, та стріляючі, або вихлопні.

Найбільш поширеними високовольтними запобіжниками є серії ПК (Т), ПК (Н), ПК (Е), ПК (ЕН), призначені для захисту високовольтних силових кіл трансформаторів, повітряних і кабельних мереж змінного струму частоти 50-60 Гц від перевантажень і струмів короткого замикання, а саме:

– запобіжник ПКТ – для ефективного захисту трансформаторів, повітряних і кабельних ліній передачі електроструму;

– запобіжник ПКН – для захисту трансформаторів напруги;

– запобіжник ПКБ – для захисту кіл автоблокування;

– запобіжник ПКЕ – екскаваторний;

– запобіжник ПКЖ – для рухомого складу залізниці;

– запобіжник ПСН – запобіжник, що стріляє, зовнішньої установки;

– запобіжник ПВТ – запобіжники ПКТ вихлопної дії.

Загальна структура кварцового запобіжника показана на рис. 15.1.

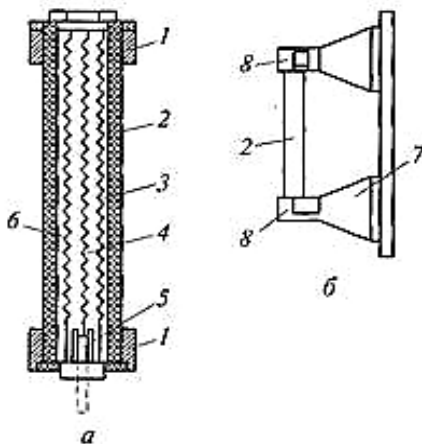


Рисунок 15.1 – Розріз патрона (а) і загальний вид (б) кварцового запобіжника типу ПК на напругу 10 кВ:

- 1 – латунні ковпачки; 2 – порцеляновий трубка; 3, 6 – мідні спіралі;
 4 – сталева спіраль; 5 – показчик спрацьовування; 7 – ізолятор;
 8 – пружинні контакти.

Патрон кварцового запобіжника типу ПК на напругу 10 кВ вставляють латунними ковпачками 1 в нерухомі пружинні контакти 8, які закріплені на опорних фарфорових ізоляторах 7. Цей патрон являє собою порцелянову трубку 2, закриту з обох торців латунними ковпачками і заповнену сухим кварцовим піском. У середині патрона знаходяться плавкавставка, що складається з декількох паралельних мідних спіралей 3 і 6 знапаяними на них кульками з олова, а також сталева спіраль 4, поєднана з якорем показчика спрацьовування 5. У момент перегорання мідних спіралей сталева спіраль також перегорає і звільняє показчик, який виштовхується вниз спеціальною пружиною.

Струмообмежувальні високовольтні запобіжники серій ПКТ 101, ПКТ 102, ПКТ 103, ПКТ 104 призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній від надструмів при перевантаженнях і коротких замиканнях в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 3; 6, 10, 35 кВ і робочими струмами від 2 до 315 А.

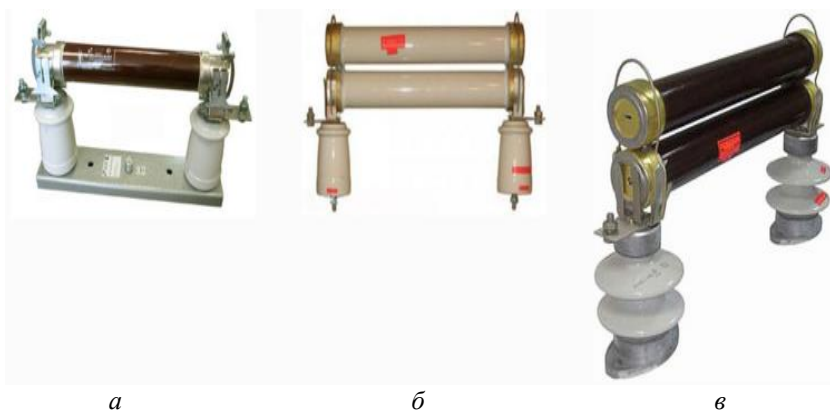


Рисунок 15.2 – Запобіжники типу ПКТ:

а – ПКТ 101 (внутрішній); *б* – ПКТ 103 (внутрішній); *в* – ПКТ 103 (зовнішній).

Для захисту трансформаторів напруги від струмів короткого замикання застосовують запобіжники типів ПКТ і ПКТУ, в яких в якості плавкої вставки використовуються мідні посріблені зволікання для обмеження виникає на запобіжнику перенапруги.

Для зовнішньої установки зазвичай застосовують запобіжники типів ПК-6Н, ПК-10Н (напругою 6 кВ і 10 кВ), а також запобіжники, які стріляють (на напруги від 35 кВ до 220 кВ) та отримали назву по звуковому ефекту при спрацьовуванні, що нагадує рушничний постріл. Завдяки простоті конструкції, низькій вартості та швидкому відключенню плавкі запобіжники знайшли широке застосування в різних електричних колах. До недоліків плавких запобіжників можна віднести перенапруження при відключенні, а також можливість пофазного відключення авантаження.



Рисунок 15.3 – Запобіжники типу ПКН призначені для захисту трансформаторів напруги на номінальні напруги 10 кВ (ПКН 001-10) (а) та 35 кВ ПКН 001-35 (б) частотою 50 Гц

Особливості конструкцій кварцових запобіжників є такими:

- плавка вставка струмообмежувального запобіжника складається з кількох тонких мідних провідників, покритих сріблом;
- у звичайних запобіжниках для зниження перенапруги одиночна вставка може мати змінний зріз. Для зниження

температури плавлення на ступені меншого зрізу встановлюється олов'яна кулька. У цьому випадку температура плавлення знижується від 1080 °С (для міді) до 230 °С (для олова) внаслідок розчинення міді у олові (металургійний ефект);

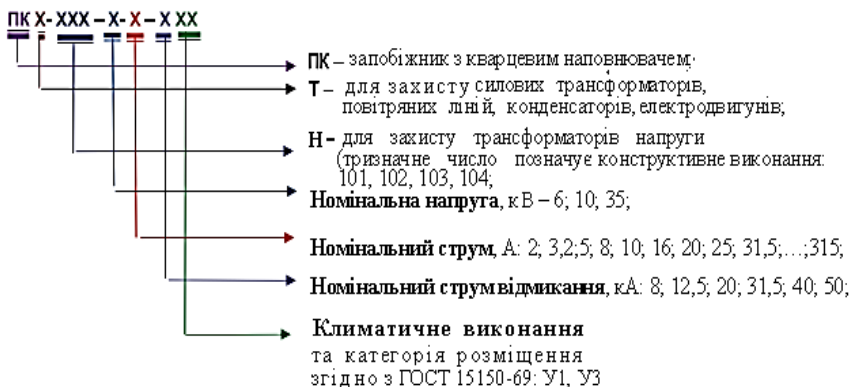


Рисунок 15. 4 – Структура ідентифікаційного позначення запобіжника

– на класи напруг (20...35) кВ і малі струми (до 8 А), а також для запобіжників, що працюють в умовах вібрацій та ударів використовують плавку вставку у вигляді спіралі, яка намотується на ребристий керамічний каркас. Перевагою такої конструкції є зростання довжини вставки та ефекту струмообмеження. Недоліком є можливість появи провідного каналу на поверхні ізоляційного каркасу з подальшим виникненням теплової руйнації;

– для захисту трансформаторів напруги розроблена спеціальна серія запобіжників ПКТН, у якій плавка вставка зроблена з навитого на керамічне осердя константа нового проводу, який має три ступеня різного зрізу [6, 76]. Перевагою такого рішення є зниження часу вимикання внаслідок малого зрізу проводу.

Крива напруги, що відновлюється у місці встановлення запобіжника при очікуваному значенні струму вимикання, не повинна бути вище за нормовану стандартом граничну лінію, яка

проведена від початку координат у координатах ($I - t$). Нахил кривої визначає швидкість зростання напруги, що відновлюється. Приклад цього процесу показано у [2]. Виникаючі комутаційні перенапруги при спрацьовуванні запобіжника знижуються спеціальними конструктивними засобами до допустимих значень, величини яких наведено у довідкових даних, наприклад у [2, 7].

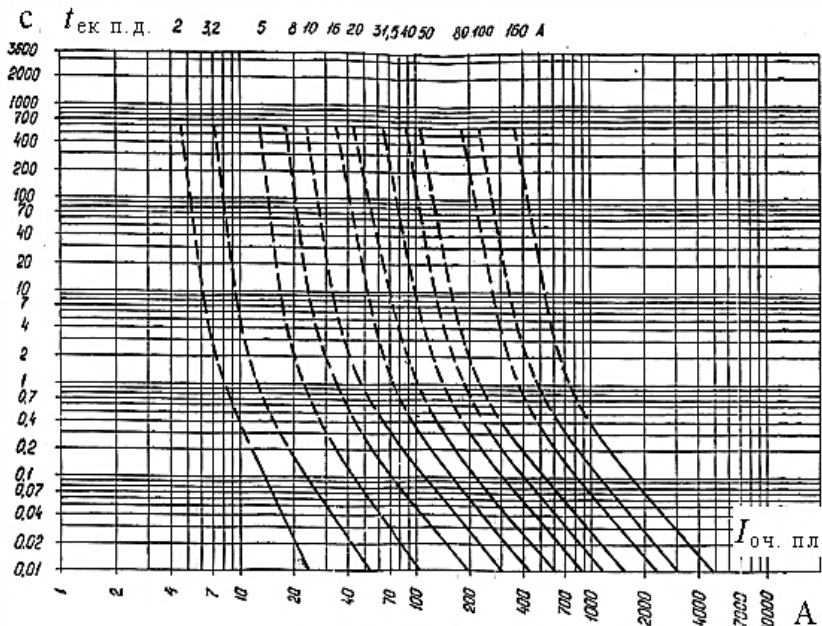


Рисунок 15.5 – Часострумові характеристики плавлення запобіжника ПКТ напругою 10 кВ та 35 кВ:

$t_{\text{ек п.д.}}$ – еквівалентний переддуговий час, с;
 $I_{\text{оч. пл.}}$ – часострумова характеристика плавлення, очікуваний струм (діюче значення), А.

Головними недоліками кварцових запобіжників у мережі високої напруги є різке погіршення ефекту дугогасіння кварцевим піском через попадання вологи, а також суттєве зростання габаритів на класи напруг 35 кВ та вище.

Для цих класів напруг використовують вихлопні запобіжники, структура яких показана на рис. 15.7.

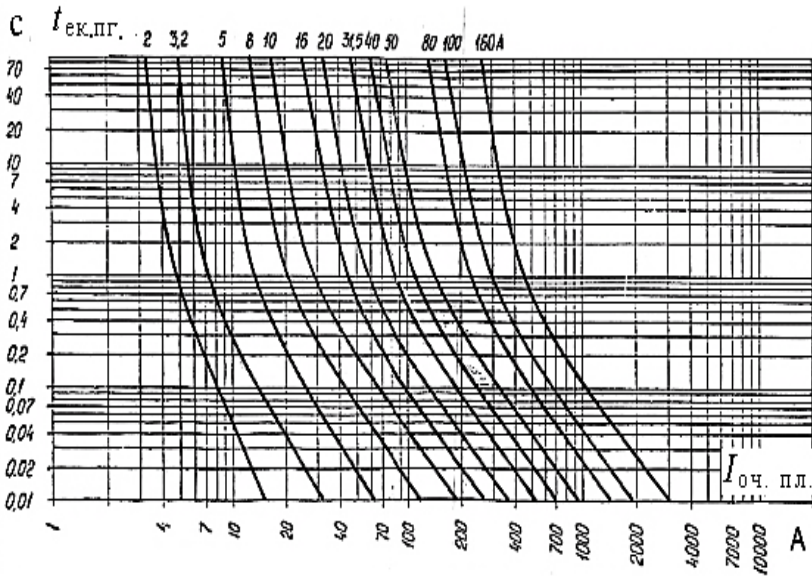


Рисунок 15.6 – Часоструміві характеристики плавлення запобіжника ПКТ напругою 10 кВ та 35 кВ:

$t_{\text{ек.п.г.}}$ – еквівалентний час гранично допустимого перевантаження, с;
 $I_{\text{оч.пл.}}$ – часострумова характеристика гранично допустимих перевантажень, очікуваний струм (діюче значення), А.

Вихлопні запобіжники типу ПВТ з автогазовим гасінням дуги (раніше називалися ПСН, такі, що стріляють, для зовнішньої установки) виконуються на напруги 10, 35 і 110 кВ. Основною частиною запобіжника є газогенеруюча трубка 2, ізоляційний корпус якої виготовляється з вініласту або полівінілхлориду (рис. 15.7, б). В середині її розташований гнучкий дріт (провідник) 3, з'єднаний з плавкою вставкою 4 і контактним наконечником 1. Паралельно мідній вставці розташована сталеві вставка 5, яка сприймає зусилля пружини, що прагне витягнути гнучкий провідник. Головка патрона запобіжника 1 (рис. 15.7, а) затиснута спеціальним тримачем на ізоляторі 2. На нижньому

ізоляторі на осі 4 укріплений контактний ніж 5 із спіральною пружиною, яка прагне повернути ніж в положення 8'. Ніж охоплює шийку контактної наконечника 6.

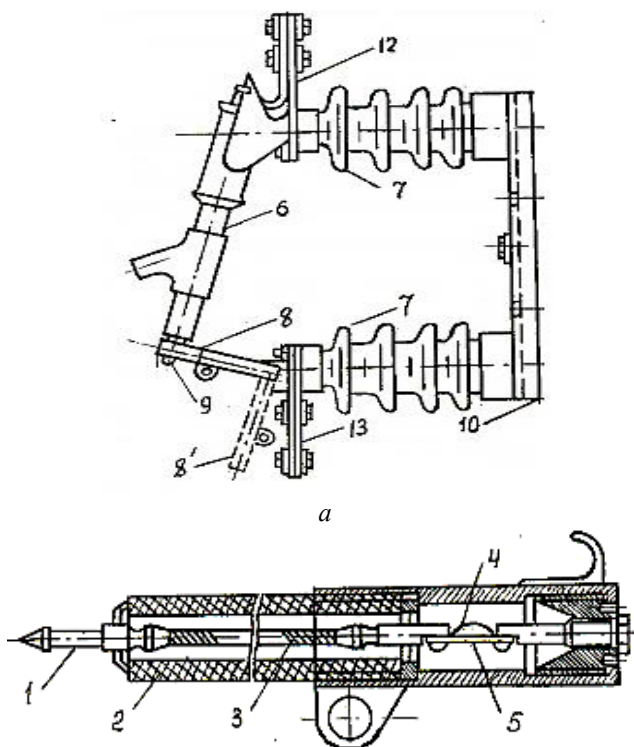


Рисунок 15.7 – Структура вихлопного запобіжника типу ПВТ:

а – вид загальний; *б* – патрон запобіжника (камера дугогасіння);

1,9 – контактний наконечник; 2 – газогенеруюча трубка; 3 – гнучкий провідник; 4 – плавка вставка; 5 – сталевая пружина; 6 – патрон запобіжника; 7 – ізолятор; 8 – контактний ніж; 10 – сталевий цоколь; 12, 13 – виводи.

Плавка вставка складається з ніхромових дротів, які беруть на себе механічне навантаження, та мідних провідників або пластин, кількість яких залежить від значення струму вимикання. За умови виникнення КЗ спочатку розплавляється мідна, а потім

сталева вставка. Під дією пружини ніж 5 повертається, і гнучкий провідник викидається. Дуга, що утворилася після розплавлення вставок, затягується в трубку, де інтенсивно виділяється газ. Тиск в трубці досягає 10-25 МПа, створюється інтенсивне поздовжнє автодуття, що гасить дугу. Гасіння супроводжується викидом розпечених газів і потужним звуковим ефектом – пострілом. Гасіння струму відбувається при природному переході через нуль, тому перенапруження не виникає.

Плавка вставка в нормальному режимі нагрівається до високої температури. Щоб не відбувалося газоутворення, вставка розміщена не в трубці, а в металевому ковпаку, що закриває один кінець трубки. Запобіжники типу ПНБ виконуються з порцелянової трубки, металевих кришок, контактних ножів і мідних плавких вставок. В середині патрон заповнюється сухим кварцовим піском, який має хороші ізоляційні властивості. Обмеження перенапруги досягається випаровуванням ділянки плавкої вставки меншого перетину. Швидкодія запобіжників цього типу досягається виготовленням плавкої вставки зі срібла. Задля інтенсивного охолодження запобіжника ділянку плавкої вставки меншого перетину укладається між двома фаянсовими пластинками. Головні параметри вимикання: час вимикання близько 0,04 с, струм вимикання (3...5) кА.

15.1 Запитання для самоконтролю

15.1.1. Яке призначення плавких запобіжників, з яких основних елементів вони складаються?

15.1.2. Які способи гасіння дуги використовуються в запобіжниках?

15.1.3. У чому полягає струмообмежувальна дія запобіжників, і як вона відбивається на умовах роботи електрообладнання, яке вони захищають?

15.1.4. Які типи запобіжників мають струмообмежувальний ефект?

15.1.5. У чому полягають негативні явища, обумовлені струмообмежувальною дією запобіжників, і які заходи передбачаються для їх зниження?

15.1.6. У яких запобіжниках і для якої мети плавкі вставки виконуються з фігурним профілем?

15.1.7. З яких матеріалів виконуються плавкі вставки запобіжників і чому?

15.1.8. Яким вимогам повинен відповідати дрібнозернистий наповнювач, який використовується в запобіжниках?

15.1.9. У яких запобіжниках і з якою метою на плавкі вставки напаяють олов'яні кульки.

15.1.10. Які запобіжники мають покажчик спрацьовування, і як він виконується?

15.1.11. Яка характеристика є основною для запобіжника?

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Александров, Г. Н. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения [Текст] / Г. Н. Александров, В. Л. Иванов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1984. – 208с.
2. Александров, Г. Н. Проектирование электрических аппаратов: учебник для вузов [Текст] / Г.Н. Александров, В. В. Борисов, Г.С. Каплан и др.; под ред. Г. Н. Александрова. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. – 448 с.
3. Александров, Г. Н. Теория электрических аппаратов: учебник для вузов [Текст] / Г. Н. Александров. – М.: Высшая школа, 1985. – 312 с.
4. Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения [Текст] / Г.Н. Александров, А.И. Афанасьев, В.В. Борисов. Под ред. Г.Н. Александрова. 2-е изд., доп. Спб: Изд-во СПбГТУ, 2000. - 503 с.
5. АТ Український науково-дослідний проектно-конструкторський та технологічний інститут трансформаторобудування «ВІТ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.vit.zp.ua/>
6. Афанасьев, В. В. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения [Текст] / Под ред. В. В. Афанасьева. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1987. – 544 с.
7. Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока [Текст] / В. В. Афанасьев, П. М. Адоньев, Л. В. Жалалис и др.; под ред. В. В. Афанасьева. – Л.: Энергия, 1980. – 344 с.
8. Баумштейн, И. А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения [Текст] / И. А. Баумштейн, С. А. Бажанов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
9. Близняков, О. В. Дослідження та випробування електричних апаратів: Навчальний посібник [Текст] / О. В. Близняков. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2005. – 94 с.
10. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах [Текст] / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев– М.: Энергоатомиздат, 1985.– 216 с.

11. Волкова, О. Г. Диагностика силовых трансформаторов длительное время находящихся в эксплуатации [Текст]: / О. Г. Волкова, Л. Б. Жорняк, И. В. Левенков // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2018. - № 32 (1308). - С. 3-7.

12. Волкова, О. Г. Исследование характера механического взаимодействия рабочих поверхностей силовоточных разрывных контактов [Текст]: / О. Г. Волкова, Л. Б. Жорняк // Електротехніка і електромеханіка, 2016, №1, С. 12–16.

13. ГКД 34.20.302-2002 НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ Видання офіційне Київ Міністерство палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" 2002 МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://leg.co.ua>

14. ГКД 34.46.401-96 Трансформатори силові, пристрої перемикачів відгалужень обмоток трансформаторів РПН під навантаженням типів PS, SDV, SCV, SAV [Текст]: методичні вказівки з налагодження / Міністерство енергетики України [Текст]. – К.: ДонОРГРЕС, 2003. – 50 с.

15. ГОСТ 1516.2-97 Електроустановка і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ і вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції. 3 поправкою [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>

16. Грабко, В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. [Текст] / В. В. Грабко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. — 109 с.

17. Гуревич В. Оптоэлектронные трансформаторы: панацея или частное решение частных проблем? // Вести в электроэнергетике. – 2010. [Электронный ресурс]. – Режим доступу: <http://www.energyland.info/files/>.

18. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА. Повітряні лінії електропередавання напругою понад 1 кВ змінного струму.

Частина 1. Загальні вимоги. Загальні технічні характеристики [Текст]. – К.: 2017. – 420 с.

19. Дмитриевский, В. С. Расчет и конструирование электрической изоляции [Текст] / В. С. Дмитриевский. – М. Энергоатомиздат, 1981. – 392с.

20. Дорошев. К. И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6 - 220 кВ [Текст] / К. И. Дорошев. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

21. Дорошев. К.И. Токопроводы и шинопроводы для электростанций и подстанций [Текст] / К. И. Дорошев. М.: Энергоатомиздат., 1996. – 288с.

22. ДСТ України 2104-92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови [Текст] – К.: Держстандарт України, 1992. – 39 с.

23. ДСТУ 2304-93 Апарати комутаційні електричні. Вимикачі. перемикачі. Терміни та визначення.

24. ДСТУ 2843-94. Електротехніка. Основні поняття. Терміни та визначення. Чинний від 1995-01-01. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.

25. ДСТУ 2976-94 Трансформатори струму й напруги. Терміни та визначення. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.

26. ДСТУ 3335-96 Шафи негерметизованих комплектних пристроїв та комплектних розподільних пристроїв та комплектних трансформаторних підстанцій [Текст] – К.: Держстандарт України, 1996. – 12 с.

27. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://online.budstandart.com>

28. ДСТУ EN 62271-203:2016 (EN 62271-203:2012, IDT). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 203. Розподільні пристрої з газовою ізоляцією в металевій оболонці на номінальну напругу понад 52 кВ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.cct.com.ua>

29. ДСТУ EN 62271-206:2016 (EN 62271-206:2011, IDT). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 206. Системи індикації наявності напруги на номінальну напругу

понад 1 кВ і до 52 кВ включно [Електронний ресурс] – Режим доступу:<https://www.cct.com.ua>

30. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:2003, ІДТ) [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

31. ДСТУ ІЕС 60044-2:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 2. Трансформатори напруги індуктивні. (ІЕС 60044-2:2003, ІДТ) [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

32. ДСТУ ІЕС 62271-111:2016 (ІЕС 62271-111:2012, ІДТ). Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина III. Пристрої автоматичного повторного вмикання та аварійні вимикачі для систем змінного струму до 38 кВ [Електронний ресурс] – Режим доступу:<https://www.cct.com.ua>

33. ДСТУ ГОСТ 1983–2003 Трансформатори напруги. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.

34. ДСТУ ГОСТ 23625-2003 Трансформатори напруги вимірювальні лабораторні. Загальні технічні умови. [Текст]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 65 с.

35. ДСТУ EN 50160-2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, ІДТ) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.loe.ant.lviv.ua/>

36. ДСТУ:ІЕС 61000-4-30-2010. Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.loe.ant.lviv.ua>

37. Дымков, А. М. Трансформаторы напряжения [Текст] / А. М. Дымков, В. М. Кибель. – М: Энергия, 1975. – 210 с.

38. Жорняк, Л. Б. Исследование методов моделирования для повышения качества электрической энергии в системах электроснабжения потребителей электроэнергии [Текст] / Л. Б. Жорняк, В. І. Осинська, Т. А. Йорж, С. О. Баранник // Електротехніка та електромеханіка. - 2010. - № 2. - С. 63 -67.

39. Жорняк, Л. Б. К вопросу о повышении эффективности работы шунтирующих реакторов большой мощности [Текст] / Л. Б. Жорняк, В. И. Осинская, А. С. Пальцун // Вісник

Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика. – Харків: НТУ «ХПІ», 2014. – № 42 (948). – С. 10–15.

40. Жорняк, Л. Б. Моделирование работы системы напряжения силового трансформатора с устройством РПН для повышения качества электроснабжения энергоемких производств [Текст] / Л. Б. Жорняк, В.І. Осинська, І. Ю. Скиба // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2011. - № 4. - С. 14-19.

41. Жорняк, Л. Б. Моделирование системы регулирования напряжения силового трансформатора с устройством РПН. [Текст] / Л. Б. Жорняк, В. І. Осинська, І. В.Тарасовська // Електротехніка та електроенергетика. - 2006. - №1. - С. 79-86.

42. Жорняк, Л. Б. Основные направления улучшения качества высоковольтных вводов оборудования энергосистем [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. Ю. Райкова, В. І. Осинська, В. М. Снігірьов // Електротехніка та електромеханіка. – 2008. - № 3. - С. 17-21.

43. Жорняк, Л. Б. Основные тенденции повышения эффективности работы высоковольтных вводов [Текст] / Л. Б. Жорняк, Т. І. Гладка // Електротехніка та електроенергетика. – 2005. – №1. - С. 48-49.

44. Жорняк, Л. Б. Повышение надежности и эффективности высоковольтных вводов [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. Ю. Райкова, В. І. Осинська // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Михайла Остроградського. - 2008. - №4. - С. 95 – 99.

45. Жорняк, Л. Б. Проблемы надежности и способы повышения эффективности работы высоковольтных вводов [Текст] / Людмила Жорняк // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2005. - № 48. - С. 48 - 51.

46. Жорняк, Л.Б. Ефективність засобів примусового вирівнювання напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції газонаповнених трансформаторів струму [Текст] / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. М. Снігірьов, С. В. Скорик, Д. В. Чорний, С.І. Беляєв // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми

удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2018. - № 32 (1308). - С. 22-26.

47. Жорняк, Л.Б. К вопросу об улучшении качества внутренней изоляции высоковольтных измерительных трансформаторов [Текст]: / Л. Б. Жорняк, О. Г. Волкова, М. А. Макогон // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2017. - № 34 (1256). - С. 19-25.

48. Жорняк, Л.Б. Возможности компенсации напряженности электричного поля зовнішньої ізоляції високовольтних газогаповнених трансформаторів струму [Текст] / Л.Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, Р.С. Леонов, А.В. Карпук // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2017. - № 34(1256). - С. 14-18.

49. Жорняк, Л.Б. Особенности обрання теоретичного закону розподілу при оцінці надійності зовнішньої ізоляції газонаповнених вимірювальних трансформаторів [Текст]: / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. О. Поляков, Ж. О. Кулік, Р. В. Кот, І. О. Кравець // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Харків: НТУ «ХПІ». – № 1 (2020). - С. 10-14.

50. Жорняк, Л.Б. Особенности регулювання напруженості електричного поля вздовж зовнішньої ізоляції газогаповнених трансформаторів напруги [Текст]: / Л. Б. Жорняк, О. І. Афанасьєв, В. І. Щусь, Ю. В. Азорська, О. В. Коляда, Д. О. Грінівецький // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2019. - № 2 (1308). - С. 13-18.

51. Защита от дуги - UniGear ZS1 КРУ АББ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/kru-i-ktp/unigear-zs1-kru-abb-16.html>

52. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD5/proline.pdf>.

53. Инструкция по эксплуатации ограничителей перенапряжения (ОПН) // Инструкции по эксплуатации оборудования подстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ruscable.ru/doc/documentation/>

54. Клименко, Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Точка, 2012. – 340 с.

55. Клименко, Б. В. Комутаційна апаратура, апаратура керування, запобіжники. Терміни, тлумачення, коментарі: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Талант, 2008. – 208 с.

56. КО «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.zva.zp.ua>

57. Кобозев, А.С. Модернизация защиты электроустановок собственных нужд АЭС напряжением 0,4 кВ / А.С. Кобозев, А.Г. Серета, Л.Б. Жорняк, В.В. Моргун // Електротехніка та електроенергетика. – Запоріжжя: ЗНТУ. – 2012. – №2. – С. 66-72.

58. Міністерство палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" 2002 [Електронний ресурс] – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/5685865/page:2/>

59. ОАО ВО «Электроаппарат» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>

60. Оптический трансформатор тока и напряжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ukrm.ru/content/view/72/>

61. Осташевський, М. О. Електричні машини і трансформатори: навч. посібник [Текст] / М. О. Осташевський, О. Ю. Юрєва; за ред. В. І. Міліх. – Харків: ФОП Панов А. М. , 2017. – 452 с.

62. Порудоминский, В. В. Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. Изд. 2-е, перераб. и испр. [Текст] / В. В. Порудоминский. – М.: Энергия, 1974. – 288 с.

63. Правила улаштування електроустановок: / Міненерговугілля України. — 5-те вид., перероб. і доп. (станом на 22.08.2014) (чинне з 22.11.2014). — Харків : 2014. — 793 с.

64. Распределительные сухие трансформаторы АББ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://silovoytransformator.ru/stati/raspredelitelnye-suhie-transformatoryabb.html>

65. Розанов, Ю.К. Современные методы улучшения качества электроэнергии. Аналитический обзор [Текст] / Ю. К. Розанов, М. В. Рябчинский. – Электротехника, 1998. – № 3. – С.10-17.

66. Самое цифровое КРУ. [Электронный ресурс]. URL: <http://digitalsubstation.ru/blog/2013/09/17/digital-switchgear-iec61850>

67. Сахаров, П.В. Проектирование электрических аппаратов [Текст]/ П. В. Сахаров. – М.: Энергия, 1977. –560с.

68. Семчинов, А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст] / А. М. Семчинов. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 208 с.

69. Серета, О.Г. Захист розгалуженої мережі електропостачання з розподіленням навантаженням від обриву нейтрального провідника / О. Г. Серета // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2014. – № 785. – С. 66-73. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/VNULPEEC_2014_785_13.pdf.

70. Серета, А.Г. Диагностирование аварийных режимов в разветвленной сети электроснабжения на основе анализа среднеквадратичного значения тока / А.Г. Серета // Научни известия на НТСМ. – София, 2013. – Година XXI – №2 (139). – С. 414-419.

71. Сухие трансформаторы с литой изоляцией // Zucchini [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.legrand.ru/ru/ru/liblocal/.../DC079_Zucchini

72. ТОВ "Високовольтний Союз - РЗВА" (Рівненський завод високовольтної апаратури) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.rzva.ua>

73. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод[Електронний ресурс] – Режим доступу:<http://ua.eliz.zp.ua>

74. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови ДСТ України 2104-

92 Видання офіційне ДЕРЖСТАНДАРТ УКРАЇНИ. [Текст] – К.: Держстандарт України, 1992. – 39 с.

75. ЧП «ЭЛТИЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eltiz.ua>

76. Чунихин, А.А. Аппараты высокого напряжения [Текст] / А. А Чунихин., М. А. Жаворонков – М.; Энергоатомиздат, 1985. – 432 с.

77. Якобсон, И. А. Наладка и эксплуатация переключающих устройств силовых трансформаторов [Текст] / И. А. Якобсон. – М.: Энергия, 1985. – 120 с.

78. Fylymonenko, A. V. Fiber Optic 110 – 150 kV Current Transformers [Текст]: / A. V. Fylymonenko, S. Y. Yatsura, L. B. Zhorniak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених і спеціалістів 04 –06 листопада 2020 року. – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 69-73.

79. Ozirskyi, V. M. Analysis Of External Insulation Of Optic-Fiber 35 kV Current Transformer [Текст]: / V. M. Ozirskyi, L. B. Zhorniak // Електромеханічні та енергетичні системи. Методи моделювання та оптимізації. Збірник матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених і спеціалістів 04 –06 листопада 2020 року. – Кременчук, КрНУ, 2020. – С. 83-86.

80. Sereda, O. G. Monitoring thermal state of induction motors through the winding direct temperature control during the start [Текст]: / O. G.Sereda, V. Lytvynenko, I. Varshamova // Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved). – Volume 63, Issue 3, 2018, Pages 433-446.

81. Trenchcompany [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.trenchgroup.com/en>

82. Zhorniak, L. Adaptable model of OLTC regulating transformer in MATLAB software [Text] / L. Zhorniak, O. Volkova, K. Shapka // Power Engineering and Information Technologies In Technical Objects Control: collection of scientific works / CRC Press / Taylor & Francis Group. – London, UK, 2016. pp. 279-283.

Навчальне видання

АФАНАСЬЄВ Олексій Іванович
ЖОРНЯК Людмила Борисівна
ЩУСЬ Віталій Миколайович

ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Навчальний посібник

Комп'ютерний набір, переклад: *Жорняк Л.Б.*
Верстання: *Дяченко О.О.*

Підписано до друку 29.09.2021. Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 20,7.
Тираж 100 прим. Зам. № 807

Національний університет «Запорізька політехніка»
Україна, 69063, м. Запоріжжя, вул. Жуковського, 64
Тел.: (061) 769–82–96, 220–12–14

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6952 від 22.10.2019.