

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем



Технології обслуговування та ремонту енергообладнання і засобів автоматизації

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Технології обслуговування та ремонту енергообладнання і засобів автоматизації

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи

для здобувачів 2 курсу освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеню вищої освіти «Магістр»

Укладачі:

Савойський О. Ю., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем;

Вольвач Т. С., асистент кафедри енергетики та електротехнічних систем;

Лисенко В. В., завідувач навчально-методичним кабінетом кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Т 38 Технології обслуговування та ремонту енергообладнання та засобів автоматизації: Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи / укл.: О. Ю. Савойський, Т. С. Вольвач, В. В. Лисенко. - Суми, 2025. – 81 с.

Методичні вказівки призначені для організації самостійної роботи здобувачів другого курсу освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання. Вони створені з метою надання чітких орієнтирів щодо вивчення дисципліни «Технології обслуговування та ремонту енергообладнання і засобів автоматизації», яка є однією з профільних у підготовці фахівців електротехнічного спрямування.

Використання цих методичних матеріалів дозволить підвищити ефективність навчального процесу, забезпечити глибше засвоєння навчального матеріалу та краще підготувати студентів до практичної діяльності у сфері експлуатації електроенергетичного обладнання та систем автоматизації.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к.ф.-м.н., доцент, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Тарельник Н. В., к.е.н., доцент, доцент кафедри проєктування технічних систем СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В., к.т.н., доцент, завідувач кафедрою енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.
Протокол №6 від « » травня 2025 року

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН.....	8
Тема 1. Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації.....	9
1. Поняття умовної одиниці ремонту і умовної одиниці експлуатації. Основні поняття і визначення технічного обслуговування і ремонту.	9
Тема 2. Випробування електрообладнання	15
1. Прилади і апаратура	15
Тема 3. Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В.....	19
1. Забезпечення надійності при експлуатації повітряних ліній	19
Тема 4. Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній	22
1. Експлуатаційний нагляд за силовими кабельними лініями.	22
Тема 5. Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ	28
1. Технічне обслуговування і ремонт пристроїв релейного захисту і автоматики	28
Тема 6. Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ.....	33
1. Випробування комутаційних апаратів після ремонту	33
2. Ремонт і випробування комплектних розподільних пристроїв	34
Тема 7. Обслуговування силових трансформаторів.....	36
1. Несправності силових трансформаторів та способи їх усунення.....	36
Тема 8. Ремонт силових трансформаторів	40
1. Підготовка трансформатора до ремонту.	40
Тема 9. Обслуговування електродвигунів	43
1. Способи сушіння ізоляції обмоток	43
Тема 10. Ремонт електродвигунів	47

1. Випробування електричних машин після ремонту	47
2. Безпека праці при ремонті електричних машин	49
Тема 11. Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок	52
1. Організація технічного обслуговування та ремонту засобів автоматизації	52
2. Періодичність технічного обслуговування	53
3. Норми часу на технічне обслуговування	53
Тема 12. Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання	58
1. Підготовка котла до роботи	58
2. Обслуговування котельної установки	59
Тема 13. Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В.....	63
1. Несправності пускової та регулювальної апаратури	63
2. Ремонт пускової і захисної апаратури	64
Тема 14. Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації	71
1. Експлуатація основних типових елементів засобів автоматизації	71
Тема 15. Організація раціонального ремонту електрообладнання	74
1. Раціональне використання електроенергії. Шляхи зниження її втрат	74
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	80

ВСТУП

В умовах сучасного розвитку аграрного сектору особливої ваги набуває забезпечення ефективної експлуатації енергообладнання та засобів автоматизації. Ці елементи інфраструктури сільськогосподарських підприємств відіграють ключову роль у забезпеченні енергетичної незалежності, сталого виробництва та впровадженні інноваційних технологій. Належна організація технічного обслуговування та ремонтів є не лише запорукою довговічної роботи обладнання, а й важливою складовою енергетичної безпеки й економічної ефективності агровиробництва.

Методичні вказівки, запропоновані у цьому виданні, спрямовані на формування у здобувачів вищої освіти практичних умінь і професійних компетентностей, необхідних для самостійного опрацювання матеріалу з дисципліни «Технології обслуговування та ремонту енергообладнання і засобів автоматизації». Вони адаптовані до навчальних потреб здобувачів другого курсу освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» і враховують специфіку денної та заочної форм навчання.

У межах курсу розглядаються такі ключові теми, як технічне обслуговування та ремонт трансформаторів, електродвигунів, кабельних і повітряних ліній електропередачі, систем управління й автоматизації. Значну увагу приділено вимогам безпеки, організаційним структурам енергетичних служб на підприємствах агропромислового комплексу, метрологічному контролю та аналізу технічного стану обладнання.

Крім того, вказівки містять практичні орієнтири для підготовки до лабораторних і практичних занять, курсового проєктування та кваліфікаційної роботи. Матеріал розроблений з урахуванням сучасних нормативних документів, інструкцій та положень, що регламентують порядок експлуатації енергоустановок в умовах сільськогосподарського виробництва.

ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва теми:	Кількість годин	
		Денна форма	Заочна форма
1	Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації	6	8
2	Випробування електрообладнання	6	8
3	Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В	6	8
4	Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній	6	8
5	Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ	6	9
6	Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ	6	8
7	Обслуговування силових трансформаторів	6	8
8	Ремонт силових трансформаторів	6	9
9	Обслуговування електродвигунів	6	9
10	Ремонт електродвигунів	6	8
11	Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок	6	9
12	Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання	6	9
13	Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В	6	9
14	Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації	6	8
15	Організація раціонального ремонту електрообладнання	6	8
	Разом годин:	90	126

Тема 1. Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації

План

1. Поняття умовної одиниці ремонту і умовної одиниці експлуатації. Основні поняття і визначення технічного обслуговування і ремонту.

1. Поняття умовної одиниці ремонту і умовної одиниці експлуатації. Основні поняття і визначення технічного обслуговування і ремонту.

Загальні положення. Експлуатація енергообладнання в господарствах АПК, на птахофабриках, тваринницьких комплексах, теплично-парникових комбінатах та інших сільськогосподарських виробничих підприємствах здійснюється енергетичною службою підприємства за участю виробничо-експлуатаційних енергетичних підприємств "Агропроменерго".

Основу внутрішньогосподарської енергетичної служби становить електротехнічна служба і служба теплофікації.

При наявності певних обсягів робіт додатково створюються служби обслуговування холодильного обладнання і засобів диспетчерського зв'язку, контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВПіА); служба газифікації, бригада обслуговування енергетичного обладнання комунальнопобутових об'єктів (рис. 1).

На кожному підприємстві за наказом адміністрації з числа спеціально підготовленого інженерно-технічного персоналу повинна бути призначена особа, яка відповідає за загальний стан експлуатації всього енергогосподарства підприємства і забезпечення електробезпеки. Ця вимога є обов'язковою і в тому випадку, коли відповідно до діючих штатних нормативів на підприємстві відсутня інженерно-технічна посада енерготехнічного профілю. У цьому випадку адміністрація підприємств зобов'язана забезпечити обслуговування енергоустановок шляхом передачі їх експлуатації за договором спеціалізованій організації (наприклад, Агропроменерго) або утримувати відповідний за кваліфікацією обслуговуючий персонал на дольових засадах з іншими дрібними підприємствами (організаціями). У фермерському господарстві відповідальною особою за стан енергогосподарства може бути фермер (ПТЕп. 1.2.5).

Особа, відповідальна за енергогосподарство, відповідає за правильний добір енерготехнічного персоналу для експлуатації енергоустановок. Цей персонал також несе відповідальність за правильну і безпечну експлуатацію енергоустановок відповідно до своїх посадових інструкцій.

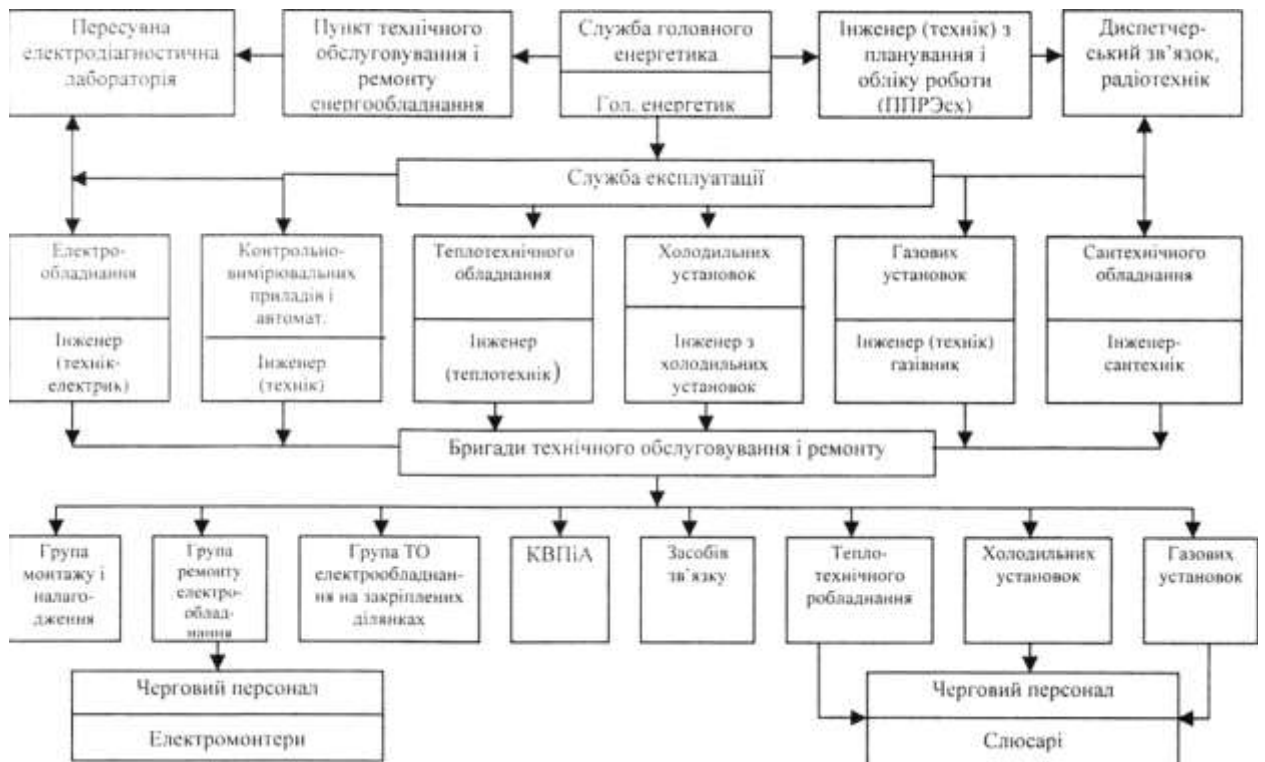


Рис. 1. Структура енергослужби господарств і підприємств системи АПК (зразок)

Роль і завдання ЕТС господарства. Основною ланкою інженерної служби з експлуатації енергетичного обладнання в сільському господарстві є служба головного енергетика господарства, яка включає в себе інженерно-технічних працівників, штат електромонтерів та інших робітників і відповідну виробничу базу (стаціонарні і пересувні засоби для виконання всього обсягу експлуатаційних робіт).

Енерготехнічна служба господарства займає самостійне і винятково відповідальне місце в господарстві, хоча вона й відноситься до допоміжних служб, але безпосередньо впливає на виконання виробничих завдань усіма галузями.

Значення енергетичної служби в нинішній час зростає у зв'язку з організаційною перебудовою структури АПК. При цьому виникла необхідність перегляду існуючих функціональних структур з обслуговування і ремонту енергетичного обладнання, встановленого в господарствах і підприємствах системи АПК. Перевагу слід віддавати районному підприємству з обслуговування енергообладнання, яке в змозі вирішити питання енергетичного сервісу незалежно від структури і форми власності: фермерських господарств, акціонерних товариств, підприємств з переробки сільськогосподарської продукції тощо. Проте в будь-якому випадку необхідно враховувати своєрідність умов сільського господарства:

- об'єкти експлуатації розподілені на великій території;

- транспортні зв'язки всередині господарства, а також з районним і обласним центром специфічні і часом ускладнені;
- енергообладнання використовується неритмічно;
- штати не укомплектовані енерготехнічним персоналом.

Ці особливості варіюються в широкому діапазоні, тому не можна вказати єдиний варіант енерготехнічної служби, однаковою мірою ефективної для будь-якого господарства. У завдання ЕТС також входить підвищення ефективності сільськогосподарського виробництва і культурно-побутового рівня населення. Ця мета досягається за рахунок успішної діяльності в таких напрямках:

- підготовка і підвищення кваліфікації енерготехнічного персоналу;
- ефективне використання обладнання;
- своєчасна підготовка обладнання до використання;
- виконання дрібномонтажних робіт, пов'язаних з модернізацією енергоустановок і підвищенням рівня електрифікації.

У кожному напрямі виділяються організаційні, технічні і економічні завдання. Служби розподілені на групи технічного обслуговування і ремонту.

Група технічного обслуговування проводить планове технічне обслуговування енергообладнання в місцях його установа. Персонал групи розділено на окремі бригади, які закріплені за певною ділянкою обслуговування. Ділянкою обслуговування можуть бути відділення, населені пункти або тваринницька ферма господарства. В обсяг робіт бригади входить проведення технічного обслуговування енергообладнання відповідно до графіка; усунення дефектів, виявлених під час його обслуговування; облік споживання електроенергії, газу тощо, а також вимикань і перебоїв в енергопостачанні. Бригадами керують старші з персоналу бригади, які мають найбільш високий розряд і групи допуску з техніки безпеки. В обов'язки бригадира, крім основної роботи, входить контроль за роботою бригади, витрачанням матеріалів і запасних частин, забезпечення персоналу бригади потрібними інструментами, приладами, пристроями, контроль за станом захисних засобів і дотриманням правил з техніки безпеки, ведення технічної документації тощо.

Група ремонту повинна виконувати роботи з поточного ремонту енергообладнання як у місцях його установа, так і на пунктах технічного обслуговування (ПТО); налагодження, випробування і його консервацію, комплектування і відправлення його на підприємства. Персонал групи розділяється на дві бригади: з поточного ремонту енергообладнання на пункті; з поточного ремонту, налагодження і випробування енергообладнання в місцях його установа.

В обсяг робіт бригади з ремонту енергообладнання в місцях його установа входить:

- проведення поточного ремонту;

- демонтаж обладнання, що підлягає поточному ремонту в стаціонарних умовах, доставлення його на ПТО енергообладнання і назад;
- установлення на робоче місце, налагодження і перевірка працездатності обладнання, яке пройшло поточний ремонт на ПТО енергообладнання;
- комплектування енергообладнання для відправлення його на спеціалізоване підприємство для капітального ремонту.

Кількість персоналу в групі технічного обслуговування і ремонту визначається за затратами праці на виконання цих робіт.

В окремих випадках, при наявності достатнього обсягу робіт з обслуговування і ремонту КВП і автоматики, у складі енергетичної служби поряд з групами технічного обслуговування і ремонту може бути створена окрема група обслуговування і ремонту КВП і автоматики.

В обов'язки чергової (оперативної) групи входить:

- проведення необхідних вимикань і перемикань в енергоустановках господарства;
- усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації енергообладнання, з проведенням необхідних перевірок, регулювань і налаштувань;
- контроль за виконанням робітниками правил експлуатації енергообладнання.

Територіально ця група розташовується на ОТО енергообладнання. При відсутності викликів персонал цієї групи бере участь у ремонті енергообладнання на пункті технічного обслуговування.

Черговою групою керує старший з персоналу з найбільш високим розрядом і групою допуску з техніки безпеки. В обов'язки керівника групи, крім основної роботи, входить контроль за роботою групи, прийняття заявок з об'єктів господарства на обслуговування і розподіл персоналу групи згідно з отриманими заявками, забезпечення персоналу групи потрібними інструментами, приладами, пристосуваннями, матеріалами і запасними частинами, контроль за станом захисних засобів і дотриманням персоналом групи правил з техніки безпеки, ведення технічної документації.

Для перевезення персоналу, енергообладнання і різних матеріалів господарство, за заявкою керівника служби, зобов'язане виділити транспортні засоби (трактори, автомобілі).

Передача окремих видів робіт сторонній організації оформлюється договором. Обсяг переданих робіт повинен бути виключений з плану внутрішньогосподарської енергетичної служби. При цьому слід враховувати, що обсяг робіт, виражений в умовних одиницях, не включає капітальні ремонти.

Розрахунок річного обсягу робіт ЕТС. Енергогосподарства підприємств АПК, як було зазначено раніше, представлені великою кількістю різноманітного обладнання, електроустановок і споруд (лінії електропередачі, трансформаторні

підстанції, електродвигуни, пускозахисна апаратура, апаратура керування, капітальне будівництво, силові та освітлювальні проводки тощо). Для визначення обсягу робіт в енергогосподарстві необхідно все обладнання і енергоустановки звести до одного показника - умовної одиниці енергообладнання (УОЕ).

За одну УОЕ прийнято усереднені річні затрати на технічну експлуатацію комплексу електрообладнання електроприводу з двигуном потужністю 10 кВт, який має прилади автоматичного керування.

Система умовних одиниць призначена для визначення трудомісткості робіт, які виконуються енерготехнічною службою в господарствах та інших підприємствах АПК з планового і оперативного обслуговування всіх видів енергообладнання, дрібномонтажних робіт і монтажу нових установок, що виконуються господарським засобом. За умовну одиницю обслуговування обладнання прийнято затрати праці, які дорівнюють 18,6 людино-годин. При цьому норма навантаження на одного електромонтера в рік встановлена 100 УОЕ.

Коефіцієнти переведення електротехнічного і енерготехнічного обладнання в УОЕ наведено в збільшених нормативах трудомісткості технічного обслуговування та ремонту і подано в додатку [А].

Система умовних одиниць розроблена з урахуванням нормативів трудомісткості робіт і періодичності їх виконання відповідно до системи ППРЗсх. У нормативах включено час, який затрачено електромонтерами на переїзди, пов'язані із розосередженістю виробничих об'єктів по території господарства і затратами праці на виконання оперативних (позапланових) робіт. Враховано умови навколишнього середовища, в якому експлуатується енергообладнання, кількість годин роботи струмоприймачів протягом доби і сезонність їх використання, а також дрібномонтажні роботи. Нормативи розраховані для енергоспоживачів, що значно спрощує підрахунок умовних одиниць по господарству, зокрема, умовні одиниці електроприводу включають електродвигун, електропроводку, апаратуру управління, контролю і захисту, а також живильну частину магістральної проводки і розподільних щитів. Під час використання електрообладнання протягом року менше ніж чотири місяці застосовується поправочний коефіцієнт 0,7. Для електроприводу вказана у зведеній таблиці кількість умовних одиниць наведена для випадків роботи електродвигунів протягом шести-десяти годин на добу. Під час використання двигунів менше ніж шість годин умовні одиниці множать на коефіцієнт 0,85, а більше ніж десять годин роботи - на 1,2.

Обсяг робіт енерготехнічної служби визначають шляхом перерахунку фізичного числа одиниць електротехнічного і теплотехнічного обладнання, встановленого в господарстві, в умовні за допомогою нормативних коефіцієнтів. Фізичне число одиниць обчислюють за паспортними даними, журналом або картами обліку енергообладнання. Сумарна кількість УОЕ необхідна для

визначення форми організації обслуговування і кількості обслуговуючого персоналу служби головного енергетика.

Контрольні питання

1. Які основні служби входять до складу внутрішньогосподарської енергетичної служби в сільськогосподарських підприємствах?
2. Хто несе відповідальність за загальний стан експлуатації енергосистем підприємства та забезпечення електробезпеки? Які існують варіанти обслуговування енергоустановок за відсутності штатного енерготехнічного персоналу?
3. На які основні групи розподіляються служби ЕТС за функціональним призначенням? Які основні завдання кожної групи?
4. Які основні обов'язки персоналу групи технічного обслуговування? Як організована робота цієї групи на ділянках обслуговування?
5. Який обсяг робіт виконує група ремонту енергообладнання? На які бригади поділяється персонал цієї групи?

Тема 2. Випробування електрообладнання

План

1. Прилади і апаратура.

1. Прилади і апаратура

При випробуваннях, обслуговуванні і ремонті електрообладнання та засобів автоматизації застосовують нижчезазначені прилади і апарати.

Мегомметри призначені для вимірювання опору ізоляції електропроводок, електрообладнання і засобів автоматизації: М4100/1 і М4101/1 (вихідна напруга 100 В); М4100/2 і М4101/2 (250 В); М4100/3 і М4101/3 (500 В); М4100/4 і М4101/4 (1000 В); М4100/5 і М4101/5 (2500 В).

Вимірники М416 і МС-0,8 застосовують для визначення опору заземлюючих і грозозахисних пристроїв, а також опору ґрунту.

Вимірник М417 використовують для знаходження повного опору петлі фаза - нульовий провід". За фазною напругою розраховують струм однофазного короткого замикання, відповідно до якого вибирають апаратуру захисту.

Омметр М372 служить для визначення потенціалу на заземлених елементах і вимірювання опору кола між ними та заземлювачами. Це значення не нормується, звичайно воно рівне 0,05-0,1 Ом.

Мікроомметр М246 призначений для визначення перехідних опорів контактів апаратів, розрахованих на силу струму 1000 А і більше. Опір вимірюють вибірково (п'ять-десять відсотків від загального числа контактів). Він не повинен перевищувати опір відрізка струмопроводу тієї ж довжини і площі перерізу більше ніж у 1,2 разу.

Струмовимірювальні кліщі Ц4501, Ц91 застосовують для вимірювання струму і напруги в колах (без розриву) змінного струму частотою 50 Гц.

Комбіновані прилади (тестери, ампер-вольтметри) Ц4311, Ц4313, Ц43 використовують для вимірювання постійного і змінного струму та напруги, опору резисторів, ємності конденсаторів, параметрів транзисторів.

Показчики й індикатори напруги УНН-90, МИН-1 служать для виявлення потенціалу на струмоведучих частинах. Під час вимірювання параметрів ізоляції електрообладнання і засобів автоматизації поряд з мегомметрами використовують:

- прилади ПКВ-7 і ПКВ-8 - для визначення ступеня вологості ізоляції;
- мости МД-16, Р595 і Р5026 - для знаходження тангенса кута діелектричних втрат.

Під час технічного обслуговування, налагодження і ремонту електроустановок застосовують:

- стенди УСХА, МИИСП і 13УН-1 - для налаштування пускозахисної апаратури;
- комплект К506 - для вимірювання струму, напруги і потужності;
- універсальний фазопоказчик 3500;
- тахометр ИО-30;

- мости постійного струму Р333 і МО-62, потенціометр ПП-63, люксметр Ю-16;
- універсальний вимірювальний прилад УПІП-60, що використовується як потенціометр і міст;
- джерело регульованої напруги ИРН-64; магазини опорів МСР-63 і комплексної взаємної індуктивності Р5017; ємності; генератори, осцилографи, частотоміри, зразкові вольтметри, амперметри, гальванометри тощо.

Під час експлуатації і ремонту пневматичних та гідравлічних пристроїв і засобів автоматизації необхідні:

- вантажопоршневі манометри типу МП - для контролю манометрів і перетворювачів тиску; переносний прилад ППР-2М – для перевірки витратомірів;
- прилад ПІП-2 - для налагодження пневматичних автоматичних пристроїв, імітації і вимірювання пневматичних сигналів;
- пневматичний переносний стенд ЛТ-40 - для перевірки регуляторів і блоків;
- сильфонний прес - для імітації малих тисків і розріджень;
- зразкові манометри, вакуумметри тощо.

У кожному конкретному випадку набір вимірювальних приладів визначається номенклатурою наявного електрообладнання і засобів автоматизації.

Метрологічний нагляд і контроль. Відповідно до ГОСТ 8.002 та ДСТУ основне завдання метрологічного нагляду і відомчого контролю-зміцнення дисципліни і підвищення відповідальності міністерств і відомств), підприємств, об'єднань, організацій і установ за своєчасне впровадження норм і суворе виконання вимог, встановлених діючим

• законодавством, стандартами, інструкціями, положеннями та іншими нормативно-технічними документами, а також дотримання єдності вимірювань і метрологічне забезпечення робіт, які проводяться в галузях народного господарства.

Метрологічний нагляд здійснюють у формі:

- приймальних і контрольних випробувань засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.383 та ДСТУ і ГОСТ 8.001 та ДСТУ;
- метрологічної атестації засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.326 та ДСТУ;
- перевірки засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.513 та ДСТУ;
- реєстрації підприємств та організацій, що виготовляють, ремонтують і перевіряють засоби вимірювань відповідно до порядку, встановленого стандартом;
- перевірки стану і застосування засобів вимірювань, діяльності відомчих метрологічних служб у міністерствах (відомствах) і на підприємствах, впровадження норм і дотримання метрологічних правил відповідно до порядку, встановленого стандартом.

Відомчий метрологічний контроль проводять у формі:

- атестації засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.326 та ДСТУ;
- перевірки засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.513 та ДСТУ;
- перевірки стану і застосування засобів вимірювання, впровадження норм і дотримання метрологічних правил на підприємствах;

- перевірки діяльності головних і базових організацій метрологічної служби та її структурних підрозділів на підприємствах;
- атестації випробувальних і аналітичних лабораторій на підприємствах.

Єдність і достовірність вимірювань електричних величин під час виробництва і розподілу електроенергії, підтримку всіх засобів вимірювань у справності і постійній готовності до використання забезпечують відомчі метрологічні служби.

У системі електропостачання і на підприємствах енергонагляду відомчою метрологічною службою вважається відповідний цех або лабораторія, які обслуговують електровимірювальні прилади. Керівника даного підрозділу призначають головним метрологом підприємства.

У сільському господарстві метрологічне забезпечення електрообладнання і засобів автоматизації організовують через обласні і міжрайонні центри стандартизації і метрології, на базі яких утворюють лабораторії для перевірки засобів вимірювання, які використовуються у виробництві.

У своїй діяльності органи відомчих метрологічних служб керуються Положенням про метрологічну службу, складеним на базі типового положення з урахуванням специфіки електростанцій, мереж і підприємств енергонагляду.

Строки перевірок встановлюють на підставі діючих стандартів і нормативних документів органів відомчої метрологічної служби. Обов'язковій перевірці підлягають усі засоби вимірювань, які застосовуються як вихідні, зразкові органами відомчих метрологічних служб, а також всі електролічильники, за даними яких розраховують плату за відпущену або отриману електроенергію.

Перевірку зразкових приладів виконують не менше ніж один раз на рік, за винятком вимірювальних конденсаторів і магазинів ємності, зразкових мір кута втрат, вимірників індуктивності і ємності змінного струму, котушок і магазинів індуктивності; їх необхідно перевіряти не рідше одного разу на два роки, а вимірювальні трансформатори – один раз на п'ять років.

Перевірку розрахункових трифазних електролічильників і вимірювальних трансформаторів промислового обліку треба проводити не рідше одного разу на чотири роки, а однофазних (побутових) – не рідше одного разу на вісім років. Решту приладів повинні перевіряти відомчі метрологічні служби у строки, погоджені з місцевими органами контролю.

Періодичність перевірки засобів вимірювання встановлюють головні метрологи або керівники відомчих метрологічних служб підприємств. При цьому вони повинні враховувати значущість тих або інших вимірювань для технологічного процесу виробництва і розподілу електроенергії, умови експлуатації приладів і вплив зовнішнього середовища.

Звітність. Відомчий орган метрологічної служби складає річні календарні графіки у вигляді переліку засобів вимірювання із зазначенням періодичності і календарних строків їх перевірки.

Графіки повинні бути погоджені з місцевими органами метрологічної служби. Окремо складають графіки для зразкових приладів, перевірюваних державною метрологічною службою, і приладів, перевірюваних відомчими метрологічними службами.

При великому числі приладів, що обслуговуються, на підставі ГОСТ 8.002 та ДСТУ допускається складати графік періодичності за однотипними групами приладів і умовами їх експлуатації, а замість і календарних графіків застосовувати картотеки, паспорти, перфокарти та інші форми документів, які встановлені відомчими органами нагляду і погоджені з органами державної метрологічної служби.

Результати перевірки засобів вимірювання, які задовольняють вимоги даного класу точності, наносять на корпус приладу у вигляді встановлених знаків (клейм) або ставлять пломби відомчої метрологічної служби, а також оформлюють іншими способами, погодженими з органами державної метрологічної служби. На переносні прилади високих класів точності заповнюють протоколи перевірки за встановленою формою.

У графіках або паспортах, картотеці або інших документах на засоби вимірювання роблять відповідні відмітки про проведені перевірки. Якщо є сумніви щодо достовірності показів застосовуваних засобів вимірювання, а також у випадку уточнення міжперевірочних інтервалів (особливо для приладів, які працюють у важких умовах), проводять позачергові перевірки, їх результати також відображають у відповідних документах.

Контрольні питання

1. Для чого використовуються мегомметри і які основні характеристики (вихідна напруга) різних моделей, згаданих у тексті?
2. Які прилади використовуються для вимірювання струму та напруги в колах змінного струму без їх розриву? Наведіть приклади комбінованих приладів та їх основні функції.
3. Які прилади, крім мегомметрів, застосовуються під час вимірювання параметрів ізоляції електрообладнання та засобів автоматизації? Для визначення яких характеристик вони використовуються?

Тема 3. Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В

План

1. Забезпечення надійності при експлуатації повітряних ліній.

1. Забезпечення надійності при експлуатації повітряних ліній

Особливості експлуатації. На ПЛ електропередачі впливають різні механічні навантаження та інші негативні фактори. Опори постійно сприймають вагу власних конструктивних деталей, а також проводів, ізоляторів і арматури, які в свою чергу зазнають змінних навантажень від вітру та ожеледі. Дерев'яні опори старіють, загнивають і можуть самозайматися.

Проводи ПЛ перебувають під тепловим і динамічним впливом струмів навантаження та аварійних струмів. Разом з тим на них діють коливання температури повітря, грозові розряди, ожеледі та сніг. При експлуатації можуть відбуватися обриви проводів, спричинені високогабаритними машинами, різного роду накидами тощо.

Усі ці фактори і обумовлюють створення спеціальної системи заходів з обслуговування повітряних ліній, які забезпечують їх надійну і безаварійну роботу. До них відносяться:

- дотримання допустимих режимів роботи ПЛ за струмовими навантаженнями;
- постійне спостереження за ПЛ;
- проведення замірів і профілактичних випробувань;
- проведення планово-запобіжних ремонтів;
- ведення технічної документації;
- розслідування причин аварій та розробка заходів з їх усунення.

Тривало допустимі струмові навантаження на провід. Провід ПЛ при проходженні по ньому електричного струму нагрівається. Кількість тепла, яка виділяється в проводі за одну секунду при струмі I :

$$Q = I^2 R_{\theta_2}, \text{ Вт,}$$

де R_{θ_2} - опір проводу при температурі θ_2 , °С.

Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) встановлено гранично допустимі значення температури голих проводів при тривалому проходженні струму $\theta_2 = 70^\circ\text{C}$. Допустима температура може бути збільшена до 90-95 °С, якщо всі контакти виготовлені способом, який виключає окислення.

Крім цього, температура нагрівання при тривалому проходженні струму залежить від температури навколишнього середовища та умов відведення тепла. Охолодження неізолюваного проводу відбувається *випромінюванням, конвекцією та теплопровідністю*. У проводів повітряних ліній тепловіддача відбувається в основному конвекцією, бо теплопровідність повітря мала, а випромінювання при температурі 70... 100 °С незначне.

Кількість тепла, яке виділяється провідником у навколишнє середовище в одну секунду дорівнює, Вт:

$$Q = kF(\vartheta_2 - \vartheta_1).$$

де k - коефіцієнт тепловіддачі, який залежить від температури проводу, швидкості руху повітря тощо, Вт/(м² °С);

F - площа поверхні проводу, м²;

ϑ_1, ϑ_2 - відповідно температура проводу та навколишнього середовища, °С.

Прирівнявши праві частини рівнянь (3.1) і (3.2), визначаємо значення тривало допустимого струму $I_{\text{доп}}$:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{kF(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{R_{\vartheta_2}}}.$$

При розрахунках рекомендується брати $\vartheta_1 = 25^\circ\text{C}$. Тривало допустимий струм по проводу для інших, ніж прийняті в ПУЕ, температурних вимог визначається за формулою:

$$I_1 = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{сп}} - \vartheta_1}{\vartheta_2 - \vartheta_1}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{сп}} - \vartheta_1}{45}},$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм, який вибирається за табл. Д5.3, А;

$\vartheta_{\text{сп}}$ - гранична допустима температура проводу, °С;

ϑ_1 - температура повітря для даних конкретних умов, °С.

Треба взяти до уваги, що при проходженні по проводу тривало допустимого струму збільшуються втрати електричної енергії.

Огляди повітряних ліній. При технічному обслуговуванні проводять обходи і огляди ПЛ - планові та позачергові. Планові (періодичні) огляди є денні, нічні, верхові і контрольні.

При денних оглядах контролюють і виявляють стан опор, проводів, траверс, ізоляторів, розрядників, роз'єднувачів, приставок, бандажів, хомутів, відбійних труб, льодорізів, нумерації, написів, плакатів, а також стан траси. Елементи лінії, яких не видно з землі неозброєним оком, монтер-обхідник оглядає через бінокль.

Для ПЛ напругою 0,38-20 кВ планові (періодичні) огляди проводять не рідше одного разу на місяць.

Про виявлені поломки аварійного характеру повідомляється керівництву і черговому диспетчеру, використовуючи всі можливі засоби зв'язку або особисто. Такі пошкодження і несправності повинні усуватися негайно. Про інші несправності, виявлені при огляді ПЛ, робиться запис у листі огляду.

Під час нічних оглядів перевіряють, чи нема світіння або іскріння в місцях з'єднань, які виникають при незадовільному стані контактів, а також виявляють дефектні ізолятори ламп вуличного освітлення. При денних і нічних оглядах обхідник не має права підніматись на опори ліній, які знаходяться під напругою. Оскільки не всі дефекти можна визначити, спостерігаючи за елементами лінії з землі, проводять *верхові огляди*. Їх роблять при необхідності, але не рідше одного разу на шість років. Лінію вимикають, заземлюють, а потім перевіряють кріплення арматури і ізоляторів, ступінь їх забруднення, а також кріплення і натяг розтяжок.

Контрольні огляди лінії виконує інженерно-технічний персонал підприємства електричних мереж за затвердженим графіком. При цьому перевіряють роботу

монтерів-обхідників, виконання протиаварійних заходів, оцінюють стан ПЛ та їх трас.

При періодичних оглядах перевіряють також чистоту траси, чи не торкаються проводи гілок дерев, чи не проводяться на трасі будівельні роботи без дозволу, чи не зберігаються матеріали.

Позачергові огляди виконують при ожеледі, сильних морозах, псових і степових пожежах, після льодоходу і повені, а також автоматичного вимикання лінії.

Під час оглядів не можна виявити всі несправності ПЛ, тому існуючими Правилами технічної експлуатації передбачено ряд профілактичних перевірок і вимірювань.

Контрольні питання

1. Які основні негативні фактори та механічні навантаження впливають на повітряні лінії електропередачі під час експлуатації? Наведіть приклади.
2. Які основні заходи входять до спеціальної системи обслуговування повітряних ліній для забезпечення їх надійної та безаварійної роботи?
3. В яких випадках проводяться позачергові огляди повітряних ліній? Які аспекти перевіряються під час періодичних оглядів, крім стану елементів лінії?

Тема 4. Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній

План

1. Експлуатаційний нагляд за силовими кабельними лініями

1. Експлуатаційний нагляд за силовими кабельними лініями.

Надійність роботи кабельних ліній значною мірою залежить від правильної організації експлуатаційного нагляду за станом кабелів, їх трас і різних споруд, у яких кабелі прокладені, а також від виконання місцевою владою Правил з охорони високовольтних електричних мереж. З метою охорони кабельних ліній напругою 1 кВ і вище від механічних пошкоджень Правилами з охорони високовольтних електричних мереж передбачені нижчезазначені заходи.

Для підземних кабелів повинні бути відведені земельні ділянки по 1 м в обидва боки від крайнього кабелю. У межах цієї зони не допускається прокладання інших комунікацій без згоди з організацією, яка експлуатує кабельну лінію; забороняється звалювати великі вантажі, виливати кислоти і луги, влаштовувати звалища сміття.

Для підводних кабельних ліній встановлюється охоронна зона, яка визначена паралельними прямими, що проходять на відстані 100 м в обидва боки від вказаних кабельних ліній. У цій зоні забороняється влаштовувати пристані суден та барж, кидати якорі і волокуші; виконувати без згоди з організацією, яка експлуатує кабельні лінії, днозаглиблювальні і землечерпальні роботи. Надійна робота кабельних ліній, які прокладені безпосередньо в землі, у багатьох випадках залежить від стану траси і гранту, впливу на них різних факторів, які виникають у землі.

Надійність роботи кабельних ліній, які прокладені в колекторах, тунелях та інших подібних спорудах, залежить від температури повітря, вентиляції, правильності взаємного розташування кабелів і ряду інших причин. На кабелі, які прокладені у воді, впливають фактори, які пов'язані з дисципліною судноплавства і станом водних шляхів.

В основу організації експлуатаційного нагляду повинно бути покладено виконання таких робіт: обхід трас і огляд стану кабельних ліній та різних споруд, у яких вони прокладені; нагляд за виконанням робіт на трасах і поблизу кабельних ліній; проведення організаційно-технічних заходів і роз'яснювальних робіт серед населення, керівників підприємств, установ, будівельних організацій тощо.

Періодичність обходів і оглядів монтерами кабельних ліній. Кабельні траси і експлуатовані кабельні лінії, муфти та споруди повинні підлягати обходам і оглядам, періодичність яких наведено в табл. 4.10.

Нагляд за станом кабельних трас. Всі види робіт на кабельних трасах, згідно з Правилами з охорони високовольтних електричних мереж, можуть проводитися тільки за умови попереднього погодження цих робіт з організацією, яка експлуатує кабельні мережі.

Підприємства електромереж при погодженні робіт повинні вимагати, щоб у технічній документації (проект, кошторис) були відображені заходи щодо захисту

кабельних ліній. Найчастіше (приблизно у 45 випадках із 100) кабелі виходять з ладу внаслідок механічних пошкоджень їх при виконанні земляних робіт безпосередньо на трасі або поблизу траси кабельної лінії.

Таблиця 4.10

Періодичність обходів і огледів трас кабельних ліній

Вид огляду	Періодичність
Планові огляди монтерами: - трас кабелів, прокладених у землі; - кінцевих муфт на лініях напругою вищою за 1000В; - те ж, напругою до 1000 В; - кабельних муфт, розташованих у трансформаторних приміщеннях, розподільних пунктах і на підстанціях; - кабельних колодязів; - підводних кабелів	За місцевими, але не менш ніж один раз на три місяці Один раз на шість місяців Один раз на рік Одночасно з іншим обладнанням Двічі на рік Згідно з місцевими інструкціями
Позачергові огляди	У період паводків і після злив
Огляди інженерно-технічним персоналом	Згідно з місцевими інструкціями
Огляди тунелів, шахт і каналів на підстанціях	Те ж

Примітка: 1. Огляд закритих територій відбувається разом з особою, яка призначена підприємством і відповідальна за збереження кабельних ліній. 2. Огляд кабельних ліній, які відкрито прокладені в кабельних спорудах (колекторах, тунелях, колодязях), проводиться двома особами. 3. На генеральних планах закритих територій повинні бути нанесені траси кабельних ліній і визначені їх охоронні зони. 4. Підводні переходи обстежуються водолазами. 5. Контрольні (вибіркові) огляди кабельних ліній інженерно-технічним персоналом проводяться не менше ніж один раз на шість місяців.

Місця виконання земельних робіт за ступенем небезпеки пошкодження кабелів поділяються на дві зони:

I зона - ділянка землі, яка розташована на трасі кабелів або на відстані до 1 м від крайнього кабелю напругою вищою за 1000 В;

II зона - ділянка землі, яка розташована від крайнього кабелю на відстані більшій ніж 1 м.

При роботах у першій зоні забороняється:

- застосування екскаваторів та інших землерийних машин;
- застосування ударних механізмів (клин-баби, куля-баби тощо) на відстані 5 м;
- застосування механізмів для розпушування ґрунту (відбійних молотків, електромолотків тощо) на глибині більшій ніж 0,4 м при нормальній глибині закладання кабельної лінії (0,7 м);
- виконання земляних робіт без нагляду (протягом усього часу їх виконання) з боку технічного персоналу організації, яка експлуатує, і при відсутності планів

траси та інших документів, які дозволяють точно визначити місцезнаходження кабельної лінії;

- виконання робіт з порушенням потрібних відстаней і без захисту кабелю від механічних пошкоджень при обладнанні траншей, які перетинають кабельні лінії.

За викликом відповідальної особи (начальника або прораба) організації, яка проводить розривання, представник електромережі, маючи на руках план траси кабельних ліній та інші документи (геодезичний план, профіль траси, вертикальні і горизонтальні планування), а також необхідну кількість попереджувальних і забороняючих плакатів, зобов'язаний:

- переконатися в наявності непростроченого дозволу місцевої ради на виконання робіт, планів розташування підземних споруд на ділянці наступних робіт і проекту, погодженого з відповідними організаціями;

- з'ясувати зміст і обсяг земляних робіт, а також строки їх виконання;

- перевірити за кресленням розташування кабельних ліній, вказати прорабу трасу цих ліній і позначати межі безпечного виконання робіт (межі позначають мотузкою, яка натягнута між кілками; біля меж вивішують попереджувальні плакати);

- вимагати при необхідності, щоб у його присутності було проведено контрольне шурфування для точного визначення місця знаходження кабельної лінії;

- видати письмовий дозвіл на виконання робіт з вказівкою вимог щодо забезпечення збереження кабелів і меж виробництва робіт;

- стежити за виконанням усіх запобіжних заходів;

- стежити, щоб розкриті кабелі і з'єднувальні муфти були надійно захищені дерев'яними коробами і укріплені, а на коробах були встановлені попереджувальні плакати;

- спостерігати за тим, щоб після закінчення робіт були виконані всі відновлювальні роботи: зняття захисних коробів, розбирання кріплень, засипання траси, ущільнення ґрунту тощо.

Профілактичні випробування КЛ. Профілактичні випробування ізоляції кабельних ліній - це організаційно-технічний захід, який дозволяє виявити дефекти, що виникають у процесі монтажу або експлуатації кабельних ліній з метою їх своєчасного ліквідування і запобігання таким чином аварії і недовідпуску електроенергії споживачам. Профілактичні випробування кабельних ліній здійснюються підвищеною напругою постійного струму, нормовані значення якої наведено в табл. 4.11.

Таблиця 4.11

Значення випробувальних напруг постійного струму силових кабелів

Номинальна напруга кабельної лінії, кВ	Випробувальна напруга, кВ		Тривалість прикладеної випробувальної напруги, хв	
	після прокладання	у процесі експлуатації	після прокладання	у процесі експлуатації
до 4	6	5	10	5
3	18	15	10	5
6	36	30	10	5

10	60	50	10	5
----	----	----	----	---

Примітка. Стан ізоляції кабельних ліній напругою до 1 кВ перевіряється за допомогою мегомметра на 2,5 кВ протягом однієї хвилини.

Періодичність профілактичних випробувань кабельних ліній встановлена правилами не менше одного разу на рік. Кабельні лінії, які мають поганий стан ізоляції або працюють у тяжких умовах (часті земляні роботи на трасі, вплив блукаючих струмів або ґрунтової корозії), доцільно випробувати частіше.

Кабельні лінії, які прокладені в тунелях, колекторах, будівлях підстанцій, не піддані корозії та механічним пошкодженням і які не мають з'єднувальних муфт, випробуються не менш як один раз на три роки.

Кабельні лінії, які прокладені в землі і працюють протягом п'яти років та більше без електричних пробів в умовах експлуатації і при профілактичних випробуваннях, випробуються в строки, встановлені головним інженером ПЕМ з урахуванням місцевих умов, але не менше одного разу на три роки.

Захист від корозії металевих оболонок кабелю. Металеві оболонки кабелю, які прокладаються або знаходяться в зоні високої корозійної активності, повинні бути надійно захищені від кородуючого впливу на них ґрунту, води і блукаючих струмів.

Ступінь корозійної активності ґрунтів залежить від їх питомого опору (табл. 4.12) і хімічного складу, а річкових та інших вод – від хімічного складу.

Таблиця 4.12

Корозійна активність ґрунтів залежно від їх питомого опору

Показник ступеня корозійної активності	Найменше за рік значення питомого опору ґрунту, Омм
Низька	понад 100
Середня	100-21
Підвищена	20-11
Висока	10-5
Особливо висока	нижче 5

Для металевих оболонок найбільш серйозною небезпекою є блукаючі струми, джерелами яких є самі кабелі, бо при переході струму з їх оболонок у навколишнє середовище з більш низьким потенціалом оболонка буде служити анодом та інтенсивно руйнуватися. Інтенсивність руйнування оболонки кабелю буде залежати від значення блукаючого струму в анодній зоні, тривалості його протікання і матеріалу оболонки.

Щоб виявити анодні зони і своєчасно запобігти руйнуванню металевих оболонок кабелю, прокладених у землі, вимірюють:

- різницю потенціалів, а також густину струму, що стікає з оболонки в землю, рис. 4.3.

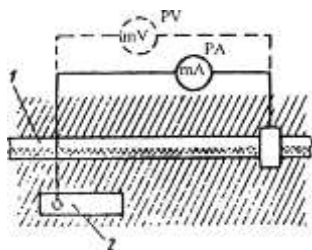


Рис. 4.3. Схема вимірювання потенціалу на оболонках кабелів і густини струмів, що стікають з них: 1 - кабель; 2 – електрод силу струму, що протікає по кабелю, і визначають напрям струму, рис. 4.4.

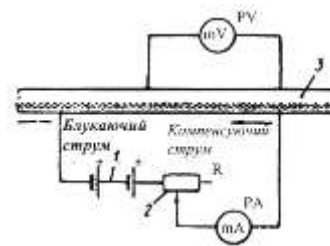


Рис. 4.4. Схема вимірювання блукаючих струмів, які протікають вздовж оболонки кабелю: 1 - допоміжна батарея; 2 - реостат; 3 – кабель

Небезпечними є потенціали вищі ніж 0,1 В, які з'являються на оболонці кабелю. Вимірювання за схемою рис. 4.3 проводять приладом з великим внутрішнім опором (10000 Ом на 1 В шкали) і міліамперметром з межами вимірювань 0 ± 10 мА; 0 ± 100 мА.

Вимірювання за схемою рис. 4.4 проводиться за допомогою допоміжного електрода, який являє собою відрізок кабелю довжиною 0,5 м або трубопроводу із зачищеною до блиску поверхнею, з площею не меншою ніж 1 дм². З відомими розмірами поверхні (S дм²) допоміжного електрода 2 (рис. 4.3.) і силою струму, що стікає з електрода в землю I_3 , визначають питому густину струму I_c , мА/дм².

$$I_c = \frac{I_3}{S}$$

Для кабелів, які знаходяться в землі, небезпечною є густина струму витікання з оболонки кабелю в землю більша ніж 0,15 мА/дм². Одним з найбільш поширених способів визначення сили і напрямку струму за металевою оболонкою кабелю є компенсаційний метод, при якому вимірювання потенціалів проводять протягом 20 хвилин через кожні 5 с, після чого за одержаними результатами визначають середнє значення потенціалів і струмів, підраховуючи їх у знакозмінних зонах окремо для позитивних і негативних значень. Середні значення потенціалів на оболонці кабелю відносно землі визначають за формулою:

$$U_{cp} = \frac{\sum U}{n}$$

Захист від блукаючих струмів ведеться експлуатаційним персоналом електромереж. Короткий перелік захисних заходів наводиться в табл. 4.13.

Таблиця 4.13

Короткий перелік заходів із захисту кабельних ліній від блукаючих струмів

Захід	Зміст заходу
Виявлення зон, небезпечних для кабельних ліній стосовно електричної корозії	Систематичне проведення вимірювань і складання карт анодних зон
Те ж, стосовно хімічної корозії	Лабораторні випробування проб ґрунту з граншеї (по 150 г з кожного її боку і 100 г з дна граншеї), де прокладено кабельну лінію
Організація спостереження за станом кабельних ліній	Створення контрольних пунктів для вимірювання блукаючих струмів і визначення їх

Захід	Зміст заходу
	напрямку: у котлованах на трасі кабельної лінії (при прокладанні кабелю в траншеї); у (уточних колодязях (при прокладанні кабелів у трубах і залізобетонних блоках). Вимірювання приладом МС-8 потенціалу на кабелях у ТП, ЗТП і РП, розташованих поблизу електрифікованих шляхів
Зниження густини блукаючого струму	З'єднання металевих броньованих стрічок і оболонки кількох кабельних ліній
Розрив електричних кіл блукаючих струмів по металевих покриттях	Встановлення на кабельних лініях ізолюючих муфт з токсичним компаундом

Контрольні питання

1. Від чого значною мірою залежить надійність роботи кабельних ліній? Які основні заходи передбачені Правилами з охорони високовольтних електричних мереж для запобігання механічним пошкодженням кабельних ліній напругою 1 кВ і вище?
2. На які дві зони поділяються місця виконання земельних робіт за ступенем небезпеки пошкодження кабелів? Які основні заборони діють при роботах у першій зоні?
3. Які дії зобов'язаний виконати представник електромережі за викликом відповідальної особи організації, яка проводить розривання, перед початком земляних робіт поблизу кабельних ліній?

Тема 5. Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ

План

1. Технічне обслуговування і ремонт пристроїв релейного захисту і автоматики.

1. Технічне обслуговування і ремонт пристроїв релейного захисту і автоматики

Основні особливості релейного захисту і вимоги до нього. Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна і надійна робота сучасних електричних систем. Вона здійснює безупинний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми і реагує на виникнення пошкоджень та ненормальних режимів.

У загальному випадку до релейного захисту, що діє при пошкодженнях на відключення, ставляться такі основні технічні вимоги: селективність, швидкість, чутливість, надійність. До захисту, що діє у випадку пошкоджень на сигнал, а також до частини його, що реагує тільки на ненормальні режими, цих вимог можна не ставити (наприклад, швидкість дії).

Вимоги до реле визначаються їхнім призначенням (для одних важливо мати велику точність спрацьовування, для інших – потужні контакти тощо). В умовах експлуатації релейного захисту від дотримання цих вимог залежить безаварійна робота електроустановок.

Перед введенням в експлуатацію знову змонтованих пристроїв релейного захисту, автоматики і вторинних кіл слід провести їх налагодження і приймально-здавальні випробування. Основні положення і вимоги, які ставляться до релейного захисту в електроустановках, визначені в ПУЗ, вказівках з релейного захисту та інших нормативних матеріалах.

При налагодженні пристроїв релейного захисту необхідно:

- ознайомитися з проектом;
- перевірити правильність та якість виконання монтажу кіл релейного захисту, оглянути апаратуру;
- виміряти опори і випробувати підвищеною напругою ізоляцію проводок і апаратів;
- встановити, чи правильно вибрані запобіжники і автоматичні вимикачі вторинних кіл;
- перевірити і відрегулювати релейну апаратуру та допоміжні пристрої;
- випробувати приводи вимикачів, короткозамикачів, відокремлювачів, трансформаторів струму і напруги;
- визначити, чи правильно взаємодіють елементи схеми і працюють пристрої захисту вимикачів (короткозамикачів, відокремлювачів);
- перевірити систему захисту в цілому струмом від стороннього джерела і робочим струмом навантаження.

Роботу, яку виконувала спеціалізована налагоджувальна організація, приймає персонал, який обслуговує пристрої релейного захисту, автоматики і вимірювання (РЗАіВ).

При здачі в експлуатацію цих пристроїв, а також вторинних кіл, повинні бути представлені такі матеріали: монтажною організацією - проектна документація, скоригована при монтажі і налагодженні (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо); налагоджувальною організацією - протоколи налагодження та випробувань, принципи і монтажні схеми.

Крім цього, на кожне приєднання або пристрій РЗАіВ, що знаходяться в експлуатації, повинні бути паспорт-протокол, інструкція або програма з налагодження і перевірки, технічні дані.

Паспорт-протокол - це основний документ для обліку стану кожного пристрою релейного захисту, автоматики і телемеханіки, який складений на основі даних налагодження і приймальних випробувань. У ньому записують результати планових і післяаварійних експлуатаційних перевірок.

Дані про селективність оформлюють у вигляді карт і таблиць уставок, графіків. Наприклад, карта уставок є спрощеною схемою електричних з'єднань, на якій умовними позначками показано пристрої релейного захисту і автоматики, нанесено основні значення уставок і параметрів спрацювання (струми, напруги, опори, витримки часу тощо).

Названі документи необхідні і при перевірці режиму роботи обладнання або ліній електропередачі за прийнятими умовами настроювання пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗАіВ). Оперативне обслуговування пристроїв РЗАіВ. Режим роботи включених пристроїв релейного захисту й автоматики повинен відповідати режиму роботи силового устаткування.

У зв'язку з цим оперативному персоналу необхідно вивчити принципи схеми силового устаткування і пристроїв РЗАіВ, що знаходяться на підстанції; чітко уявляти зони дії цих пристроїв; знати розташування на панелях комплектів реле й апаратури, що відносяться до різних пристроїв РЗАіВ, призначення пристроїв, що вимикають, випробних блоків, перемикачів, вимикачів і запобіжників. Персонал також зобов'язаний точно виконувати інструкції з обслуговування пристроїв РЗАіВ і вторинних кіл.

Всі види робіт у схемах РЗАіВ проводять за розпорядженням диспетчера, в оперативному керуванні якого знаходяться ці пристрої. Персонал самостійно, але обов'язково повідомивши диспетчера, ліквідує аварію або загрозу неправильного спрацювання пристроїв.

На підстанціях 35/10 кВ сільського електропостачання, як правило, відсутній оперативний персонал. Тому при обслуговуванні пристроїв релейного захисту й автоматики значне місце відводиться оперативно-виїзним бригадам (ОВБ).

Персонал ОВБ оглядає пристрої РЗАіВ, перевіряє їхню справність і готовність до дії не рідше одного разу на місяць при наявності телесигналізації про несправність пристроїв і автоматичного контролю високочастотних каналів (при їхній відсутності огляди проводять не рідше одного разу на тиждень).

При огляді пристроїв релейного захисту, автоматики і вимірювань необхідно:

- ознайомитися із записами в журналі релейного захисту про всі роботи, виконані за період відсутності електромонтерів ОВБ на підстанції, змінах в уставках, схемах, пристроях РЗАіВ, введених знову або виведених з роботи, із записами в оперативному журналі;

- перевірити справність аварійної і попереджувальної сигналізації, а також сигналізації положення вимикачів, наявності напруги на шинах оперативного струму;

- перевірити за сигналізацією справність кіл керування вимикачами й іншими комутаційними апаратами, наявність оперативного струму в усіх пристроях і колах релейного захисту, автоматики, сигналізації, керування, справність запобіжників і АВР джерела оперативного струму, правильність положення автоматичних вимикачів, рубильників та інших комутаційних апаратів у схемі АВР і відповідність їхніх положень первинній схемі;

- оглянути всі пристрої захисту й автоматики на щиті керування, релейному щиті, у коридорах РП, КРП, перевіряючи їхню справність і готовність до дії за зовнішнім виглядом або, якщо це можливо, за сигналізацією;

- перевірити правильність положення всіх органів керування пристроями РЗАіВ, відповідність їхніх положень дійсній первинній схемі підстанції;

- оглянути і перевірити справність і готовність до дії фіксуючих приладів і осцилографів, газових реле трансформаторів, положення приводів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів тощо.

Про всі несправності, виявлені при огляді, роблять записи в журналі релейного захисту і негайно доповідають диспетчеру ПЕМ (РЕМ) і персоналу місцевої служби РЗАіВ. Персонал ОВБ може усувати деякі несправності або відхилення від заданого режиму в пристроях РЗАіВ:

- вмикання автоматичних вимикачів або заміну плавких уставок запобіжників у колах трансформаторів напруги або живлення пристроїв релейного захисту й автоматики (при повторному вмиканні вимикачів або перегорянні плавких вставок електромонтер ОВБ, старший у зміні, повідомляє диспетчеру і діє за його вказівкою);

- виведення з роботи всіх пристроїв РЗАіВ при обриві кола вмикання вимикача або іншого комутаційного апарата (обрив виявляється за сигналізацією) із наступним виконанням диспетчером заходів, передбачених для даного приєднання, що цілком позбавилося релейного захисту;

- виведення з роботи всіх пристроїв РЗАіВ, що діють від пошкоджених індивідуальних блоків живлення зарядних пристроїв конденсаторів і конденсаторів у колі відключення вимикача, відокремлювача, короткозамикача з наступним виконанням диспетчером заходів, передбачених для даного приєднання, що позбавилося всіх захистів;

- визначення місця пошкодження при виникненні в колах оперативного струму замикання на землю (з дозволу диспетчера, користуючись місцевою інструкцією);

- вмикання пристроїв, що діють на автоматичне вмикання вимикача, при пошкодженнях випрямлячів, що живлять кола вмикання електромагнітних приводів (пошкодження виявляють за зниженням випрямленої напруги, що вимірюється вольтметром, і зовнішнім оглядом випрямлячів).

При спрацюванні пристроїв РЗАіВ діє різна світлова і звукова сигналізація на щиті керування, телесигналізація. За випаданням прапорців вказівних реле персонал ОВБ визначає, який пристрій і яка його зона спрацювали, після чого виконує передбачені місцевою інструкцією операції із сигналізацією (вимикання звукового сигналу, вмикання сигналізатора положення вимикачів тощо). За зовнішнім оглядом і сигналізацією персонал ОВБ виявляє характер пошкодження, що викликало спрацювання пристроїв РЗАіВ, робить запис у журналі релейного захисту й одночасно повідомляє диспетчера.

Персонал ОВБ оглядає всі пристрої захисту й автоматики і на кришках вказівних реле, що спрацювали, або поруч із ними на панелях наносить мітки (крейдою).

Про результати огляду, записані в журнал релейного захисту, персонал ОВБ доповідає диспетчеру і з його дозволу повертає в початковий стан зазначені реле, залишаючи тимчасові мітки до закінчення аналізу роботи пристроїв РЗАіВ і одержання дозволу диспетчера.

Варто пам'ятати, що реле і допоміжні пристрої релейного захисту й автоматики повинні бути опломбовані, за винятком тих, характеристики яких черговий персонал може змінювати залежно від режиму роботи і схеми з'єднань. Опломбовані пристрої РЗАіВ дозволяється розкривати тільки працівникам служби РЗАіВ.

Технічне обслуговування РЗАіВ. Всі роботи у пристроях РЗАіВ, що введені в експлуатацію, як правило, виконує персонал місцевої служби релейного захисту, автоматики і вимірювань по заздалегідь оформлених заявках. Підготовку робочого місця і допуск до роботи здійснює персонал ОВБ.

Періодичність перевірки пристроїв РЗАіВ встановлюють відповідно до відповідальності об'єкта, стану апаратури, кваліфікації обслуговуючого персоналу й інших чинників.

Експлуатаційні перевірки поділяють на три категорії: **при новому вмиканні, періодичні планові і додаткові.** Періодичні планові перевірки є **повні, часткові і випробування.**

Позитивний результат повної планової перевірки - справність, правильність налаштування і надійність пристрою. При новому вмиканні обсяги роботи значно менші, тому що непотрібно контролювати справність схеми і деякі електричні характеристики.

Першу повну перевірку виконують, як правило, не пізніше, ніж через рік після нового вмикання, а наступні - відповідно до інструкції, затвердженої центральною службою РЗАіВ енергосистеми, з огляду на місцеві умови.

Основне призначення часткових планових перевірок (у періоди між повними) - контроль пристроїв РЗАіВ та їхніх елементів із зниженою надійністю (низька ізоляція, ненадійна конструкція, нестійкі характеристики, зношені деталі тощо), а також тих, що знаходяться у важких умовах роботи (запилення і забруднення, високі і низькі температури, підвищена вологість тощо). Планові перевірки поєднують з ремонтами з'єднань первинних кіл і силового обладнання.

Опробовування вимикання й вмикання вимикачів та інших апаратів, встановлених у первинних колах, а також дії сигналізації оперативний персонал (ОВБ) проводить за графіком відповідно до інструкцій.

Додаткові перевірки виконують для з'ясування причин неправильної роботи пристроїв РЗАіВ (післяаварійні), у випадку внесення змін у схеми і відновлення кіл, пошкоджених при ремонті силового обладнання, а також якщо необхідно змінити уставки або характеристики апаратури. Обсяг додаткової перевірки визначається її призначенням. Результати записують у паспорт-протокол.

Контрольні питання

1. Які основні технічні вимоги ставляться до релейного захисту, що діє при пошкодженнях на відключення? Чи всі ці вимоги є обов'язковими для захисту, що діє на сигнал, або для його частини, яка реагує на ненормальні режими?
2. Які основні етапи налагодження пристроїв релейного захисту, автоматики і вторинних кіл необхідно виконати перед їх введенням в експлуатацію?
3. Які основні категорії експлуатаційних перевірок пристроїв РЗАіВ існують? У чому полягає основне призначення часткових планових перевірок?

Тема 6. Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ

План

1. Випробування комутаційних апаратів після ремонту.
2. Ремонт і випробування комплектних розподільних пристроїв.

1. Випробування комутаційних апаратів після ремонту

Після капітального ремонту комутаційних апаратів згідно з нормами необхідно:

- виміряти опір ізоляції рухомих і напрямних частин, поводків і тяг з органічних матеріалів, багатоелементних ізоляторів, вторинних кіл, обмоток електромагнітів вмикання і вимикання; випробувати підвищеною напругою промислової частоти ізоляцію вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів, трансформаторів струму, вторинних кіл і обмоток електромагнітів вмикання і вимикання;
- знайти опір постійному струму контактів вимикачів, обмоток електромагнітів вмикання і вимикання;
- визначити швидкісні і часові характеристики (швидкість і час переміщення рухомих частин) вимикачів, відокремлювачів і короткозамикачів;
- виміряти довжину ходу рухомих частин вимикачів, глибину входження контактів при вмиканні, зусилля, які витягують рухом контакти з нерухомих (для роз'єднувачів);
- визначити одночасність замикання і розмикання контактів;
- перевірити регульовальні та установочні характеристики механізмів приводів, дію механізму вільного розчеплення;
- знайти напругу спрацювання приводів;
- випробувати апарат, багаторазово вмикаючи і вимикаючи його.

Крім цього, випробовують трансформаторне масло, яке залите в баки масляних вимикачів, а також перевіряють характеристики вмонтованих трансформаторів струму.

Якість регулювання і стан контактної системи вимикачів і роз'єднувачів оцінюють за опором контактів, який порівнюють з допустимим. Перед вимірюваннями декілька раз вмикають і вимикають апарат, у результаті чого контактні поверхні, які торкаються, самоочищуються і перехідний опір знижується.

Перехідні опори багатооб'ємних вимикачів вимірюють до заливання маслом (при опущених баках), попередньо декілька раз ввімкнувши і вимкнувши їх. Через те, що перехідний опір не перевищує 2 МОм, то для його вимірювання застосовують подвійні мости МД-6 і Р316, мікроомметр М246; можна використовувати метод вольтметра і амперметра.

Якість ремонту вимикачів оцінюють за швидкістю руху контактних систем і тривалістю їх вмикання та вимкнення. Результати вимірювань порівнюють з

даними, які рекомендовані заводом-виробником, а також отриманими раніше. Особливо важливо додержуватись рекомендованої швидкості руху контактів у момент їх замикання, розмикання і виходу з дугогасної камери - для вимикачів з поперечним дуттям.

Швидкість руху контактів вимикача вимірюють вібрографом або осцилографом, повний час вмикання (від моменту подачі імпульсу в котушку вмикання до моменту торкання контактної траверси нерухомих контактів) - електричним секундоміром. Вимірювання здійснюють при номінальній напрузі. Вимикач повинен бути залитий маслом. Результати (час і швидкість) порівнюють із заводськими даними; допускається відхилення не більше десяти відсотків.

Налагодження вимикачів навантаження, короткозамикачів і відокремлювачів після ремонту зводиться до перевірки дії механізмів вільного розчеплення у включеному та проміжному положенні. Якщо є привід, мінімальну напругу спрацювання перевіряють три-п'ятиразовим вмиканням і вимкненням апарата при оперативному струмі і напрузі, рівній відповідно 0,8 і 0,9 номінальної. Крім того, вимірюють опір контактів і визначають час вмикання та вимкнення.

У короткозамикачах встановлені трансформатори струму, через які проходить струм к.з. При налагодженні звертають увагу на стан короткозамикачів, а також заземлюючої шини, яка служить одночасно первинною обмоткою трансформатору струму. Від вторинної обмотки отримує живлення блокувальне реле приводу відокремлювача. Щоб перевірити надійність роботи реле, через трансформатор пропускають первинний струм, який імітує струм к.з.

2. Ремонт і випробування комплектних розподільних пристроїв

При ремонті КРП оцінюють стан роз'єднувальних контактів первинного кола, механізмів доводки і блокування візка, вторинних кіл, заземлюючих пристроїв. Обсяг робіт при ревізії цих елементів КРП.

Роз'єднувальні контакти первинних кіл: перевіряють перехідний опір кожної фази (допускається його підвищення не більше ніж на 20 відсотків порівняно зі значеннями, які визначені при монтажі), відсутність нагару або оплавлення; точність ходу ламелей рухомих контактів по горизонтальній осі; тиск контактних ламелей; стан фарфорових ізоляторів; вертикальність установки рухомих і нерухомих контактів, відсутність у них перекосів (при включенні).

Механізми доводки і блокування: перевіряють чіткість спрацювання механізму при доводці, фіксації та відпусканні візка в робочому і випробувальному положенні; стан змащення частин і деталей, які труться і обертаються.

Вторинні кола: вимірюють опір ізоляції, перевіряють стан гнучких переходів і роз'єднувальних контактів, проводять випробування змінною напругою 1 кВ.

Заземлюючі пристрої: оглядають поверхню пружин, визначають перехідний опір заземлювача візка (допускається його збільшення не більше ніж на 20 відсотків від початкового значення); перевіряють стан і щільність болтових з'єднань апаратури з корпусом шафи КРП; знаходять перехідний опір заземлювачів, які зв'язують накладні конструкції з контуром заземлення РП.

Після ремонту КРП необхідно:

- виміряти опір ізоляційних елементів, зроблених з органічних матеріалів, мегомметром, розрахованим на напругу 2,5 кВ; значення опорів повинні бути не нижчі ніж 1000 МОм при напрузі 3...10 кВ;
- випробувати підвищеною напругою промислової частоти (протягом 1 хв) ізоляцію струмоведучих частин. Для КРП /КРПЗ/ напругою 6 і 10 кВ випробувальна напруга - 29 і 30 кВ. Випробування слід проводити до під'єднання силових кабелів;
- виміряти (вибірково, якщо це можливо при даній конструкції КРП) опір постійному струму контактів збірних шин, роз'єднувальних контактів первинного і вторинного кола. Результати вимірювань повинні відповідати нормам; проконтролювати викотні частини і блокування, чотири-п'ять разів висуваючи візок; перевірити, як спрацюють механічні блокування, співвісність ножів і контактів, відсутність перекосів і заїдань. При спробі вивести візок з робочого положення вимикач повинен вимкнутися до моменту розмикання первинних роз'єднувальних контактів. Коли візок викочують з комірки, вікна для огляду струмоведучих частин повинні автоматично зачинятися захисними шторками, а при вкочуванні візка - відчинятися. Також перевіряють дію блокувань, які перешкоджають установленню візка в робоче положення при ввімкненому заземлюючому роз'єднувачі, і вмикання в тому випадку, якщо візок знаходиться в робочому положенні.

При ремонті комплектних ТП виправляють дефекти виготовлення і монтажу, перевіряють, як спрацьовують автоматичні вимикачі при малих струмах к.з., коли в схему мережі напругою 0,38 кВ були внесені зміни. Якщо відношення струмів однофазного к.з. до номінального струму теплового розчіплювача не рівні визначеним встановленим значенням (кратності), то необхідно замінити розчіплювач або секціонувати ПЛ напругою 0,38 кВ. Іноді вдається домогтися бажаного результату, збільшуючи площу перерізу нульового проводу.

Під час ремонту КТП перевіряють стан проводів схеми щита напругою 0,38 кВ, запобіжників, ізоляторів, автоматичних вимикачів і контактних з'єднань. Особливості ремонту і налагодження пускозахисної апаратури напругою 0,38 кВ розглянуті нижче.

Контрольні питання

1. Які основні вимірювання та випробування необхідно провести після капітального ремонту комутаційних апаратів згідно з нормами?
2. Як оцінюється якість регулювання та стан контактної системи вимикачів і роз'єднувачів? Який метод використовується для вимірювання перехідних опорів багатооб'ємних вимикачів?
3. Які перевірки проводяться при ревізії механізмів доводки і блокування візка та вторинних кіл КРП? Що перевіряється у заземлюючих пристроях КРП?
4. Які основні випробування необхідно провести після ремонту КРП? Які значення випробувальної напруги промислової частоти застосовуються для КРП напругою 6 і 10 кВ?

Тема 7. Обслуговування силових трансформаторів

План

1. Несправності силових трансформаторів та способи їх усунення.

1. Несправності силових трансформаторів та способи їх усунення.

Випробування трансформаторів є *приймально-здавальні і профілактичні*.

Приймально-здавальні випробування проводять у період монтажу і після нього для перевірки відповідності трансформаторів ГОСТам та ДСТУ і технічним умовам на постачання, перевірки якості обладнання і монтажу для розв'язання питання про можливість введення трансформатора в експлуатацію, зняття характеристик ізоляції, що необхідно в подальшому для оцінки стану трансформатора при експлуатації.

Профілактичні випробування в умовах експлуатації проводять, як правило, у період поточних або капітальних ремонтів для перевірки стану трансформаторів, які знаходяться в експлуатації, і якості виконання ремонту. При необхідності профілактичні випробування проводять між ремонтами для контролю стану ізоляції трансформатора, якщо є ознаки її погіршення.

Обсяг приймально-здавальних і профілактичних випробувань встановлюють згідно з ПУЕ і Нормами випробування електрообладнання.

Обсяг приймально-здавальних випробувань, передбачених ПУЕ, включає такі роботи:

- визначення умов вмикання трансформаторів;
- вимірювання характеристик ізоляції;
- випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції обмоток разом з вводами та ізоляції доступних стяжних шпильок, пресуючих кілець, ярмових балок (при огляді активної частини);
- вимірювання опору обмоток постійному струму на всіх відгалуженнях;
- перевірка коефіцієнта трансформації на всіх ступенях переключення;
- перевірка групи з'єднання трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних;
- вимірювання струму і втрат холостого ходу;
- перевірка роботи перемикального пристрою і зняття колової діаграми;
- випробування бака з радіаторами гідравлічним тиском;
- перевірка системи охолодження;
- перевірка стану силікагелю;
- фазування трансформаторів;
- випробування трансформаторного масла;
- випробування вмиканням поштовхом на номінальну напругу.

Наведений обсяг випробувань обов'язковий для маслонаповнених трансформаторів потужністю більшою ніж 1600 кВА, а для трансформаторів потужністю до 1600 кВА випробування проводяться за пунктами 1,2,4,8,9,11...14.

Перед початком випробування необхідно провести зовнішній огляд трансформатора, у процесі якого перевіряють справність бака і радіаторів, стан ізоляторів, рівень масла, цілість рівня скла показчика масла, заземлення трансформатора тощо.

Умови вмикання трансформатора без сушіння. Питання про вмикання трансформатора без сушіння повинно вирішуватись за результатами випробувань і з урахуванням умов, у яких знаходився трансформатор до і під час монтажу. Обсяг перевірки стану ізоляції і умови вмикання без сушіння залежать від потужності, напруги та умов транспортування трансформаторів.

Для трансформаторів I габариту напругою до 35 кВ включно і потужністю до 1000 кВА, які транспортуються з маслом і розширювачем, при включенні без сушіння необхідно дотримуватись таких умов:

- а) рівень масла повинен бути в межах маслопоказчика;
- б) характеристики масла повинні відповідати діючим нормам;
- в) значення відношення I_0 / I_n обмоток при температурі 10-30°C повинно бути не менше 1,3;

г) якщо перша умова не виконана, але обмотки трансформатора і перемикач покриті маслом, або якщо не виконана друга умова, але в маслі відсутні сліди води і пробивна напруга масла знизилась порівняно з нормованою на більше ніж 5 кВ, необхідно додатково виміряти значення $\tan \delta$ і C_{50} , які повинні бути не нижчі за нормовані табл. 7.1 і 7.2.

Таблиця 1

Допустимі значення діелектричних втрат

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВА	Найбільше допустиме значення при температурі обмоток трансформаторів, °C						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	1,2	1,5	2,0	2,6	3,4	4,5	6,0
10000 і більше	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Таблиця 2

Допустимі значення відношення ємностей C_2 / C_{50}

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВА	Найбільше допустиме значення відношення C_2 / C_{50} при температурі обмоток трансформаторів, °С		
	10	20	30
До 6300	1,1	1,2	1,3
10000 і більше	1,05	1,15	1,25

Трансформатори II габариту напругою до 35 кВ включно і потужністю від 1600 до 6300 кВ*А, які транспортуються з маслом і розширювачем, при вмиканні без сушіння повинні відповідати тим же умовам, що й трансформатори I габариту. Крім того, при випробуванні за п. "б" значення $/\varphi_{60}$ повинно відповідати даним табл. 7.3.

Таблиця 3

Найменші допустимі значення однохвилинних опорів ізоляції обмоток трансформаторів у маслі, МОм

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВ'А	Найменше допустиме значення $/\varphi_{60}$ при температурі обмоток трансформаторів, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
Від 1600 до 6300	450	300	200	130	90	60	40

Для трансформаторів потужністю до 100 кВА при вмиканні їх у роботу без сушіння достатньо випробувати трансформаторне масло на пробивну напругу. Крім того, повинна дотримуватись одна з умов (а, б, в, г; а, г), а в маслі не повинно бути слідів води.

Одночасно з трансформатором оглядають кола первинних і вторинних з'єднань, вимірюють опір ізоляції і випробовують її підвищеною напругою, перевіряють вимірювальні прилади, релейний захист, роботу вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів разом з приводами.

Результати всіх випробувань оформлюють у вигляді протоколів, у яких, крім результатів вимірювань і випробувань, вказують типи приладів і схеми, за якими проведені випробування, температуру обмоток, масла тощо. Ці дані необхідні для порівняння результатів комплексних випробувань трансформатора.

Протоколи випробувань зберігають протягом всього часу експлуатації трансформатора.

Контрольні питання

1. Які існують види випробувань силових трансформаторів? З якою метою проводяться приймально-здавальні та профілактичні випробування?
2. Який обсяг приймально-здавальних випробувань маслонаповнених трансформаторів потужністю понад 1600 кВА є обов'язковим згідно з ПУЕ? Які з цих випробувань проводяться для трансформаторів потужністю до 1600 кВА?
3. Які основні умови необхідно дотриматися для вмикання в експлуатацію без сушіння трансформаторів I габариту напругою до 35 кВ і потужністю до 1000 кВА, які транспортуються з маслом і розширювачем?
4. Які особливості випробувань трансформаторів потужністю до 100 кВА при вмиканні без сушіння? Які додаткові роботи проводяться одночасно з випробуванням трансформатора перед його введенням в експлуатацію?

Тема 8. Ремонт силових трансформаторів

План

1. Підготовка трансформатора до ремонту.

1. Підготовка трансформатора до ремонту.

У передачі і розподілі електроенергії провідна роль належить трансформаторам.

Сучасний трансформатор - це складний пристрій з великою кількістю елементів різних типів, призначення і потужності. В енергосистемах трансформатори виконують три основні функції:

- перетворення напруги (трансформація);
- зв'язок між окремими елементами і ділянками схеми електричної мережі, зокрема тими, що відрізняються за напругою і фазою;
- регулювання напруги і потоків потужності.

Іноді ці функції тісно переплетені та здійснюються одним і тим же трансформатором.

Необхідність у трансформації виникає у зв'язку з тим, що виробництво електроенергії, її передача і розподілення проводиться на різних напругах. Це завдання розв'язують за допомогою підвищувальних і знижувальних трансформаторів. За допомогою підвищувальних трансформаторів, які встановлені на електростанціях, забезпечується зв'язок генераторів з мережами вищої напруги (ВН) і таким чином створюється можливість передачі виробленої напруги на далекі відстані. Знижувальні трансформатори використовуються в мережах для зниження напруги до значень, доцільних і допустимих за умовами підведення електроенергії до споживачів. При цьому в більшості випадків неминуча наявність декількох ступенів трансформації з поступовим зниженням (підвищенням) напруги в діапазоні від найвищої, прийнятої в даній енергосистемі, до найнижчої.

Виконуючи трансформацію напруги, трансформатор створює можливість **обміну потужності** між різними за класом напруги ланками енергосистеми. При цьому трансформатори поділяють на ті, які передають потужність тільки в одному якомусь напрямі, і трансформатори зв'язку, напрям потоків потужності в яких може змінюватися, тобто носити реверсивний характер.

В умовах сільського електропостачання, як правило, застосовуються знижувальні трансформатори, у яких первинною обмоткою (тобто тією, до якої підводиться енергія перетворюваного змінного струму) є обмотка ВН. Трансформатори поділяють на дво- і триобмоткові. Вони можуть бути як однофазними, так і трифазними.

Функція регулювання напруги і потоків потужності здійснюється зміною вектора напруги. Для зміни значення напруги придатний будь-який трансформатор зі змінним коефіцієнтом трансформації, тобто із вбудованим регулюванням.

Основні типи трансформаторів і їх конструктивні особливості наведено в [19]. Слід відзначити, що трансформатори виготовляють за різними технічними умовами і розрахунковими даними, багато заводів з неоднаковою технічною оснащеністю, технологією і культурою виробництва, що зумовлює різні вихідні показники надійності і економічності трансформаторів. Нові стандарти на загальні технічні вимоги і на основні параметри передбачають єдине конструктивне виконання, засноване на застосуванні холоднокатаної електротехнічної сталі і алюмінієвих проводів.

Ці стандарти передбачали зменшення втрат, перегріву обмоток і кількості масла, введення схеми обмоток "зірка-зигзаг", розширення сфери застосування регулювання напруги під навантаженням, підвищення вимог до оснащення трансформаторів пристроями для контролю і зберігання масла. Були також перероблені стандарти на методи випробувань силових трансформаторів, на випробування електричної міцності ізоляції, а також введений новий стандарт на методи динамічних випробувань на стійкість при к.з.

Подальше вдосконалення трансформаторів напругою 10 кВ потужністю до 630 кВ А відбувається за рахунок застосування стрічкової просторової конструкції магнітопроводу, обмоток 0,4 кВ з алюмінієвої стрічки і баків з плоскоштампованими радіаторами. Трансформатори цієї конструкції мають невеликі втрати холостого ходу, бо в магнітопроводі нема стиків і напрям магнітного поля співпадає з напрямом прокатки сталі. Вдосконалені трансформатори мають бак трикутної форми з меншим периметром і об'ємом, ніж у бака овальної форми, що дозволило знизити масу конструктивної сталі і масла.

Вдосконалення трансформаторів на 35 кВ потужністю 1000- 6300 кВ·А передбачається за рахунок застосування магнітопроводів з косим стиком, шарових обмоток з алюмінієвої стрічки, емальпроводів і малоусадочних ізоляційних картонів.

Конструктивні особливості трансформатора, його характеристика і правильна експлуатація багато в чому визначають результати діяльності енергетичних підприємств. Розв'язавши завдання правильної експлуатації трансформаторів, персонал енергосистем може впоратися з виконанням своїх основних обов'язків, визначених Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів.

Контрольні питання

1. Які три основні функції виконують трансформатори в енергосистемах?
2. Чому виникає необхідність у трансформації напруги в процесі виробництва, передачі та розподілу електроенергії? Які типи трансформаторів використовуються для цього?
3. Які типи трансформаторів зазвичай застосовуються в умовах сільського електропостачання? Яка обмотка є первинною у цих трансформаторах?
4. Які основні зміни та вдосконалення були передбачені новими стандартами на силові трансформатори?

Тема 9. Обслуговування електродвигунів

План

1. Способи сушіння ізоляції обмоток.

1. Способи сушіння ізоляції обмоток

При експлуатації, транспортуванні та зберіганні ізоляційні конструкції електричних машин звожуються під впливом навколишнього середовища. При попаданні вологи погіршуються діелектричні характеристики і машина передчасно може вийти з ладу.

Вологість обмоток електричних машин напругою до 0,5 кВ контролюють за зміною опору ізоляції, який вимірюють мегомметром (0,5-1 кВ) між фазами і корпусом ($K_{об} > 1,3$)

Згідно з діючими стандартами, як вказувалось раніше, опір ізоляції обмоток при температурі 75°C повинен бути не нижчим ніж 0,5 МОм.

Якщо температура обмотки відрізняється від 75°C, то допускається перерахунок опору ізоляції, виходячи із зниження його в два рази на кожні 20°C підвищення температури. Для перевірки стану ізоляції під час ревізії треба результат вимірювання з урахуванням температури порівняти з даними, отриманими при введенні в експлуатацію висушеної машини.

Якщо перед пуском опір ізоляції обмоток виявиться нижчим за нормальний, то машину треба підсушити. Існує декілька способів сушіння: **конвективне** (у сушильних шафах), **струмове, індукційне** (втратами в сталі статора) тощо.

У тих випадках, коли машина має тільки невелике і до того ж поверхневе зволоження, зумовлене зупинкою, допускається контрольне сушіння і підсушування при пониженій напрузі або в режимі часткового навантаження при достатньо холодній обмотці, але з дотриманням таких умов:

- при початковій температурі і в процесі підсушування машини опір ізоляції γ і коефіцієнт абсорбції K_{a0} повинні бути не менші за зазначені вище;
- швидкість підняття температури обмотки не повинна перевищувати 4°C/год;
- треба по можливості проводити контрольні вимірювання опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції (бажано через 2 год);
- при підсушуванні під навантаженням машина не повинна знаходитися в розпорядженні диспетчера до моменту досягнення позитивних результатів.

Основна мета сушіння - усунути вологу з обмотки машини. Цей процес відбувається за рахунок так званої термічної дифузії, яка зумовлює переміщення вологи в напрямі потоку тепла, тобто від більш нагрітої частини до більш холодної. Переміщення вологи відбувається внаслідок перепаду вологи в різних шарах ізоляції: з шарів з більшою вологістю вона переміщується в шари з меншою вологістю. Перепад вологості створюється перепадом температури: чим більший температурний перепад, тим інтенсивніше відбувається сушіння. Тому, нагріваючи внутрішні частини обмотки (наприклад, струмом), можна створити перепад температури між внутрішніми і зовнішніми шарами ізоляції і цим прискорити процес сушіння. Температурний перепад можна створити також

швидким періодичним охолодженням зовнішніх шарів ізоляції шляхом періодичного продування холодного повітря і наступним повторним нагріванням. Подібними прийомами можна користуватися при сушінні сильно зволжених обмоток.

Вибір методу сушіння залежить переважно від місцевих умов, наявних можливостей і в деяких випадках від ступеня зволоження ізоляції. Найбільш інтенсивним є сушіння сильно зволжених обмоток струмом, при якому внутрішні шари ізоляції нагріваються сильніше за зовнішні. Однак сушіння струмом, який пропускають по обмотці із сильно зволоженою ізоляцією, може призвести до здуття останньої, а сушіння такої обмотки постійним струмом може спричинити електролітичну дію. Тому в подібних випадках рекомендується проводити сушіння іншими методами, наприклад, втратами в активній сталі, методом зовнішнього нагрівання тощо.

Після попереднього підсушування цими методами можна застосувати сушіння струмом. Конвективне сушіння проводиться у спеціальних шафах. Як джерело теплоти використовується пара, електроенергія або газ. Теплота передається від статора до обмотки, тому зовнішні її шари висихають швидше, ніж внутрішні. Для більш рівномірного усунення вологи з ізоляції температуру в шафі слід підвищувати поступово.

Сушіння струмом від стороннього джерела. Для сушіння асинхронного двигуна трифазним струмом потрібно надійно загальмувати ротор, а до статора підвести від джерела трифазного струму напругу не більшу ніж 15-20 відсотків номінальної. При цьому сила струму в статорі досягає приблизно номінального значення. При надто швидкому підвищенні температури слід понизити підводжувану напругу. Джерелом живлення постійного чи змінного струму можуть служити стенди МИИСП, УСХА і ІЗУН-1, а також зварювальний трансформатор. Якщо виведено шість кінців обмотки статора, то всі фази вмикають послідовно (рис. 2 а,б) і через них пропускають змінний струм. Якщо роз'єднати обмотки фаз не можна, то сушіння проводять за схемами рис. 2, в,г. При цьому необхідно періодично перемикає фази для рівномірного нагрівання обмоток. Перемикання проводять кожні дві-чотири години залежно від розмірів машини і швидкості підвищення температури на початку сушіння.

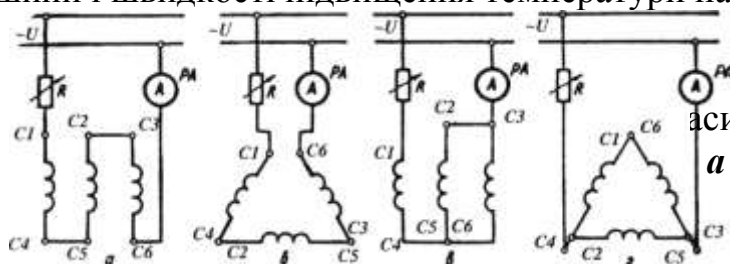


Рис. 2. Схеми сушіння асинхронних двигунів при наявності:
а і б - шістьох виводів; в і г - трьох виводів

Цим методом можна сушити електричні машини всіх типів. Він застосовується головним чином тоді, коли неможливо обертати машину і є джерело низької напруги достатньої сили струму. Через те, що при цьому методі сушіння машина нерухома, то це погіршує умови охолодження порівняно з машиною, яка обертається; тому необхідний для сушіння струм значно менший за номінальний і, наприклад, для машин відкритого типу становить не більше ніж 50-70 відсотків.

Індукційне сушіння відбувається при нагріванні машини струмами, які виникають при пропусканні змінного струму по спеціальній намагнічувальній обмотці, яка розміщена на статорі. Її виконують ізольованим проводом. Для регулювання температури її секціонують (рис. 3).

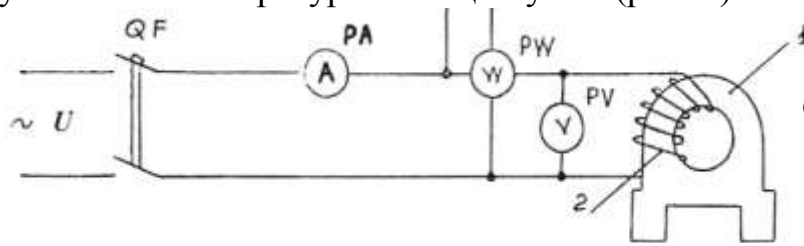


Рис. 3. Схема індукційного сушіння електродвигуна: 1 - статор; 2 - намагнічувальна обмотка

Число витків намагнічувальної обмотки

$$\varpi = \frac{U}{4,44 f B S_c},$$

де U - напруга джерела, В;

B - магнітна індукція у спинці статора, Тл;

f - частота струму, Гц;

S_c - площа поперечного перерізу спинки статора, м²:

$$S_c = k_c (l - n_k b_k) h_c,$$

де $k_c = 0,93 \dots 0,95$ - коефіцієнт заповнення пакета сталлю;

l - повна довжина осердя, м;

n_k - число вентиляційних каналів, шт.;

L_k - ширина каналу, м;

h_c - висота спинки статора, м;

Сила струму в намагнічувальній обмотці, А:

$$I_\mu = \frac{\pi D_0 H}{\varpi},$$

Де H - напруженість сталі при максимальній магнітній індукції, А/м;

D_0 - середній діаметр спинки статора, м:

$$D_0 = D_{\text{вн}} - 2h_c,$$

$D_{\text{вн}}$ - зовнішній діаметр активної сталі, м.

Напруженість H при максимальній магнітній індукції B для електротехнічної сталі деяких марок подано в табл. 2

Марка сталі	Напруженість, А/м, при максимальній магнітній індукції, Тл				
	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0
1211-1213	225	287	319	334	382
1511-1513	280	331	382	445	554

Потужність при сушінні, Ві

$$P = \Delta P m_c,$$

де ΔP - питомі втрати, Вт/кг;

$$m_c = 24,5 D_0 S_c,$$

де m_c - маса сталі без зубцевого шару, кг

Питомі втрати залежно від магнітної індукції

В, Тл	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0
-------	-----	-----	-----	-----	-----

AP, Вт/кг	0,55	0,79	1,1	1,4	2,2
-----------	------	------	-----	-----	-----

Щоб прискорити розігрів статора на початку сушіння, збільшують індукцію до 0,7-0,9 Тл, а при досягненні необхідної температури зменшують до 0,4-0,5 Тл, перемикаючи обмотку на більше число витків.

Контрольні питання

1. Чому виникає необхідність сушіння ізоляційних конструкцій електричних машин? Як контролюється вологість обмоток машин напругою до 0,5 кВ? Яким повинен бути мінімальний опір ізоляції обмоток при температурі 75°C згідно зі стандартами?
2. Які основні способи сушіння обмоток електричних машин згадуються в тексті? У яких випадках допускається контрольне сушіння та підсушування при пониженій напрузі або в режимі часткового навантаження? Які умови необхідно при цьому дотримуватись?
3. У чому полягає основна мета процесу сушіння ізоляції? Який фізичний процес лежить в основі видалення вологи з обмотки? Як температурний перепад впливає на інтенсивність сушіння?
4. Від чого залежить вибір методу сушіння ізоляції? Який метод сушіння є найбільш інтенсивним для сильно зволжених обмоток? Чому сушіння сильно зволоженої ізоляції струмом може бути небезпечним?

Тема 10. Ремонт електродвигунів

План

1. Випробування електричних машин після ремонту.
2. Безпека праці при ремонті електричних машин.

1. Випробування електричних машин після ремонту

Після ремонту виконується обкатка машин і приймально-здавальні випробування за нормами, наведеними в ПТЕ. Загальні методи випробувань електричних машин викладено в ГОСТ 11828-75 та ДСТУ. Висновок про придатність до експлуатації дається не тільки на підставі порівняння результатів випробувань з нормами, але й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань та оглядів. Значення отриманих при випробуваннях параметрів повинні бути зіставлені з вихідними, а також і з результатами попередніх випробувань електричних машин.

Під вихідними значеннями розуміють значення, вказані в паспорті машини, у протоколах випробувань заводу-виготовлювача, у стандартах і технічних умовах. При відсутності таких значень як вихідні можуть бути прийняті значення параметрів, отримані при приймально-здавальних випробуваннях після монтажу або випробуваннях після закінчення капітального ремонту електричної машини.

Програмою випробувань двигунів після капітального ремонту передбачено такі операції:

- випробування сталі статора двигунів з обмотками з прямокутного проводу (питомі втрати - не більше ніж 5 Вт/кг, найбільший перегрів зубців при $B_z = 1$ Тл не повинен перевищувати 45°C, найбільша різниця перерізу різних зубців при тій же індукції - не більше ніж 30°C);
- вимірювання опору ізоляції обмоток статора, ротора, термоіндикаторів із з'єднувальними проводами і підшипників;
- випробування обмоток статора і ротора в зібраному двигуні підвищеною напругою промислової частоти тривалістю одну хвилину. іначення випробувальних напруг обмоток у процесі їх виготовлення і після складання машини наведено в табл. 1-3.

Таблиця 1

Значення випробувальних напруг електродвигунів з м'якими обмотками

Випробуваний елемент двигуна змінного струму з $u \leq 0,66$ кВ	Потужність двигуна. кВт	
	0,2...10	10,1...1000
Обмотки після укладання в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	2,5	3,0
Обмотки після паяння та ізоляції міжкотушкових з'єднань	2,3	2,7
Обмотки після просочування і запресовування обмотаного осердя	2,2	2,5
Головна ізоляція обмотки двигуна	не менше ніж 1,5 кВ	

Значення випробувальних напруг електродвигунів з обмотками статора з прямокутного проводу

Випробуваний елемент обмотки статора	Електродвигун на номінальну напругу, кВ, потужністю							
	до 1000 кВт					вище 1000 кВт		
	до 0,66	2	3	6	10	3	6	10
Окрема котушка (стержень) перед укладанням	4,5	11	13,5	21,1	31,5	13,5	23,4	34
Обмотка після укладання в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	3,5	9,0	11,5	18,5	29	11,5	20,5	30
Обмотка після з'єднання та ізоляція з'єднань	3,0	6,5	9,0	18,5	25	9,0	18,5	27
Головна ізоляція обмотки зібраної машини	1,0	5,0	7,0	13,0	21	7,0	15,0	22

Значення випробувальних напруг електродвигунів з фазним ротором

Випробувальний елемент ротора асинхронних двигунів	Випробувальна напруга, кВ
Повна заміна обмотки	
Окремі стержні до укладання в пази	$2U_{рот}+1,0$
Стержні після укладання в пази до їх з'єднання	$2U_{рот}+2,0$
Обмотка після з'єднання, паяння і бандажування	$2U_{рот}+1,0$
Контактні кільця до з'єднання з обмоткою	$2U_{рот}+2,2$
Часткова заміна обмотки	
Частина обмотки, що залишилася після виймання замінювальних котушок, секцій або стержнів	$2U_{рот}$ (але не менше ніж 1,2 кВ)
Обмотка після приєднання нових катушо, секцій або стержнів	$1U_{рот}$ (але не менше ніж 1 кВ)

Примітка. *Під $U_{рот}$ розуміється напруга на кільцях нерухомого ротора з розімкнутою обмоткою при номінальній напрузі на статорі.

Результати випробувань вважаються позитивними, якщо не спостерігалось ковзних розрядів, поштовхів струму, відпливання або наростання його значення, пробоїв або перекриттів і якщо опір ізоляції, виміряний мегомметром після випробувань, залишився попереднім; вимірювання опору обмоток статора і ротора (проводиться для двигунів потужністю 300 кВт і більшою або для двигунів із $U_N > 3$ кВ, реостатів і пускорегулювальних резисторів постійного струму).

Відхилення опору обмоток від паспортних і по фазах - не більше двох відсотків, для реостатів - не більше ± 10 відсотків;

- випробування виткової ізоляції обмоток з прямокутного проводу імпульсною напругою високої частоти протягом 5... 10 с;

- вимірювання повітряного проміжку (якщо дозволяє конструкція) у чотирьох зсунутих на 90° точках (виміряні проміжки не повинні відрізнятися від середнього більше ніж на 10 відсотків) і зазорів у підшипниках ковзання та кочення;

- перевірка роботи двигуна на холостому ході (для двигунів потужністю 100 кВт і більшою, напругою 3 кВ і вищою). Струм холостого ходу не повинен відрізнятися більше ніж на десять відсотків від зазначеного в каталозі. Тривалість - одна година; вимірювання вібрації підшипників (для двигунів напругою 3 кВ і вищою та двигунів відповідальних механізмів). Максимально допустимі амплітуди вібрації - 50; 100; 130; 160 мкм для двигунів із частотою обертання відповідно 3000; 1500; 1000; 750 об/хв і менше;

- перевірка роботи двигуна (напругою понад 1 кВ або потужністю W_0 кВт і більшою) під навантаженням. Величина навантаження – не менше 50 відсотків номінального;

- перевірка справності стержнів короткозамкнутих обмоток роторів електродвигунів потужністю 100 кВт і більшою (усі стержні повинні бути цілими) і спрацювання захисту машин напругою до 1000 В при живленні від мережі із заземленою нейтраллю (проводиться в машині з $U_N > 42$ В), що працюють у небезпечних і особливо небезпечних умовах, а також у машин із $U_N > 380$ В).

Програмою випробувань машин постійного струму після капітального ремонту передбачено такі операції:

- вимірювання опору ізоляції обмоток і бандажів, випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти тривалістю одна хвилина, величини випробувальних напруг наведено в ПТЕ. Ці випробування не виконують для машин потужністю до 200 кВт на напругу до 440 В;

- вимірювання опору обмоток, реостатів і пускорегулювальних реостатів постійному струму в практично холодному стані. Значення опорів обмоток збудження не повинні відрізнятися від заводських значень більше ніж на ± 2 відсотки, обмотки якоря - на ± 10 відсотків. У колах реостатів і пускорегулювальних реостатів не повинно бути обривів;

- зняття характеристик холостого ходу і випробування виткової ізоляції. Характеристика холостого ходу знімається тільки в генераторів;

- відхилення характеристики від заводської не нормується.

Тривалість випробувань виткової ізоляції - п'ять хвилин, при цьому випробуванні середня напруга між сусідніми колекторними пластинами не повинна перевищувати 24 В, якщо $2p > 4$.

2. Безпека праці при ремонті електричних машин

Повна безпека працюючих при виконанні ремонтних робіт забезпечується дотриманням правил електробезпеки і протипожежних заходів.

Робітники, що поступають на ремонтне підприємство, повинні пройти інструктаж із загальних правил безпеки праці, правил електробезпеки, поведіння на робочому місці при ремонті електричного обладнання, правил внутрішнього розпорядку.

Керівними матеріалами з безпечних прийомів праці повинні бути ПТЕ і ПБ, а також місцеві або відомчі інструкції.

Заходи безпеки на ремонтних ділянках. Робота із застосуванням різних інструментів у процесі обробки металів та інших матеріалів може призвести до

серйозних травм, якщо ігнорувати заходами безпеки. Підвищеної уваги заслуговує знання і суворе дотримання заходів безпеки при виконанні ремонту електричних машин. Розбирання електричних двигунів потужністю до 10 кВт треба робити на верстаку, понад 10 кВт - на спеціальних стендах з доступом до них з усіх боків.

Забороняється проводити розбирання на підлозі. При зніманні підшипників кочення застосовують спеціальні знімачі, що не повинні мати тріщин, погнутих стержнів, зірваної різи.

Забороняється збивати підшипники з валів і вибивати їх із гнізд ударами молотка. Розібрані підшипникові щити, ротори і якорі треба укладати на стелажі, статори - на підставки, а дрібні деталі - у шухляди.

Особливої обережності треба дотримуватись при закріпленні візків з деталями в мийну машину і при установці статорів машин в електропечі. При цьому повинні виконуватись такі правила: складальні одиниці машин, встановлені в електропечі, не повинні торкатися нагрівальних елементів печі, напруга на нагрівальні елементи може бути подана тільки після вмикання вентиляції; вивантажувати обладнання з печі допускається після вимикання напруги нагрівальних елементів і при ввімкнутій вентиляції; пуск двигунів насосів мийної машини можна робити при закритих її стулках, а відчиняти стулки дозволяється через декілька хвилин після припинення роботи машини і вмикання витяжної вентиляції.

На обмотувально-ізоляційній дільниці особливу увагу треба звергати на роботу з ізоляцією, що містить скло. При цьому є небезпека попадання на шкіру дрібних частинок скла, що викликає її сильне подразнення. Для запобігання цьому проводи зі скловолокнистою ізоляцією попередньо просочують у рідко розведеному лаку, а потім просушують до напівзволоженого стану. Після цього їх використовують для намотування котушок. Зварювання або паяння кінців обмоток можна робити тільки в захисних окулярах, тому що випадкові краплі припою можуть потрапити в очі.

На просочувально-сушильних дільницях приділяється особлива увага роботі з лакофарбовими матеріалами та їхніми розчинниками. Вони горять, легко займаються, а їхні пари вибухонебезпечні. Зберігати ці речовини треба окремо від інших матеріалів у приміщеннях з надійною вентиляцією і металевими дверима, що добре закриваються. Невелику кількість лакофарбових матеріалів можна зберігати в залізній шухляді, що замикається, при температурі не нижчій ніж +8 і не вищій ніж +25°C. Тара для зберігання лаків і фарб повинна щільно закриватися, мати маркування і бути справною. Звільнену тару відразу здають на склад.

На робочих місцях легкозаймисті і горючі матеріали можуть знаходитися в кількостях одnodенної витрати за умови дотримання пожежної безпеки. Деякі розчинники шкідливо діють на шкіру людини. При роботі з ними на руки надівають тонкі гумові рукавички. Якщо розчинник потрапив на шкіру, то треба відразу ж вимити руки з милом. При зануренні виробів у просочувальну ванну не треба допускати їхнього падіння, щоб уникнути розбризкування просочувального розчину.

При закріпленні візків з деталями в сушильну піч візок треба штовхати від себе. Вмикання сушильної камери дозволяється тільки після щільного закриття стулок камери. Сушіння обмоток індукційним способом повинні виконувати двоє

працюючих на огорожених ділянках з вивішеними попереджувальними плакатами.

У сушильно-просочувальних відділеннях все устаткування повинно мати вибухозахищене виконання.

Всі працівники, що мають справу з лакофарбовими матеріалами, повинні пройти спеціальний інструктаж з безпеки праці.

Заходи безпеки при такелажних роботах. Всі операції з переміщення і підймання вантажів, починаючи з розвантаження в місцях складування і кінчаючи установкою на місця монтажу, відносяться до такелажних робіт. Ці роботи вимагають особливої обережності і виконуються спеціально підготовленими робітниками-такелажниками, що знають правила поводження з вантажами.

Вантажі масою більшою ніж 20 кг дозволяється піднімати тільки піднімальними механізмами, причому тільки вертикально й у два прийоми: спочатку піднімають вантаж на висоту 0,5 м, а, переконавшись у надійності його кріплення, роблять подальший підйом або переміщення. Всі строгій повинні мати бирки із зазначенням вантажопідйомності, дати випробування і придатності до роботи.

При підйомі електричного устаткування (наприклад, статора двигуна) з метою захисту його від пошкодження стропами застосовують спеціальні пристосування. Ці пристосування виключають надавлювання стропів, на яких піднімається устаткування. Роботами з підймання і переміщення вантажів повинен керувати бригадир.

Контрольні питання

1. Які основні нормативні документи регламентують випробування електричних машин після ремонту? Який основний критерій для прийняття рішення про придатність машини до експлуатації?
2. Що розуміють під "вихідними значеннями" параметрів електричної машини при проведенні випробувань після ремонту? Які операції передбачені програмою випробувань двигунів змінного струму після капітального ремонту?
3. Які значення випробувальних напруг застосовуються для електродвигунів змінного струму з мідними обмотками залежно від потужності та етапу виготовлення/ремонту?
4. Які основні інструктажі повинні пройти робітники, які поступають на ремонтне підприємство? Якими керівними матеріалами з безпечних прийомів праці вони повинні керуватися?
5. Які основні правила безпеки необхідно дотримуватися при розбиранні електричних двигунів різної потужності? Які вимоги пред'являються до знімачів підшипників?

Тема 11. Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок

План

1. Організація технічного обслуговування та ремонту засобів автоматизації.
2. Періодичність технічного обслуговування.
3. Норми часу на технічне обслуговування.

1. Організація технічного обслуговування та ремонту засобів автоматизації.

Організація робіт з технічного обслуговування й ремонту передбачає: централізований ремонт приладів (підрядний спосіб), що виробляється на спеціалізованих заводах з ремонту приладів для підприємств даного економічного району або в спеціалізованих цехах з ремонту контрольно-вимірювальних приладів у регулюючих пристроїв, що обслуговують підприємства даного району. Ремонт приладів, здійснюваний підрядним способом, виробляється на підставі договорів або замовлень; ремонт у цехах КВП і А (господарський спосіб) по обслуговуванню й ремонту приладів даного підприємства (ремонт виробляється силами ремонтно-перевірочної ділянки служби КВП і А.

Доцільність застосування того або іншого виду ремонту залежить від наявного парку вимірювальних і регулюючих приладів даного підприємства, наявності в економічному районі підприємств централізованого ремонту та інших факторів.

Централізований ремонт приладів на спеціалізованих підприємствах і в цехах КВП і А є основною формою організації профілактичних і ремонтних робіт.

Правильна організація робіт з технічного обслуговування й ремонту приладів на підприємствах передбачає виконання наступних заходів: ведення систематичного обліку періодичних і державних перевірок і ремонтів за графіком до журналів періодичних перевірок і ремонтів своєчасне відбиття в технічних паспортах даних по перевірках і ремонту приладів; створення необхідного запасу деталей, матеріалів і вузлів; ведення обліку витрат запасних частин і матеріалів; оснащення необхідним устаткуванням, пристосуваннями та інструментом; забезпечення необхідними робочими кресленнями, інструкціями, технічними умовами, технологічною й іншою документацією, та нормативами на ремонт.

Періодичні перевірки, поточні ремонти, проведені без зняття приладу з установки, виконуються на об'єктах персоналом, спеціально виділений із числа експлуатаційно-обслуговуючої ділянки.

Поточні ремонти приладів, які не можна провести без зняття приладу з установки, виконуються силами ремонтно-перевірочної ділянки служби КВП і А підприємства. Проведення періодичних перевірок і ремонтів повинне вироблятися відповідно до затвердженого плану-графікові в дотикальному порядку, якщо на цей термін прилад відробив установлене число годин. При цьому періодичні

перевірки виконуються у встановленому обсязі робіт, а ремонти виконуються в обсязі, виявленому при огляді. На кожний поступивший в експлуатацію прилад складається акт про надходження його на підприємство; одночасно приладу привласнюється інвентарний номер, що зберігається на весь період його експлуатації.

На кожний прилад заповнюється паспорт за формою, розробленої Комітетом стандартів, мір і вимірювальних приладів. Паспорт ведеться протягом усього терміну служби приладу і є постійно діючим документом службовцем для обліку й спостереження за станом приладу в експлуатації, а також для запису результатів його періодичних і державних перевірок та ремонту.

До обслуговування приладів допускаються особи, що знають конструкцію приладу й правила експлуатації та мають відповідну кваліфікаційну підготовку.

Для кращого збереження приладів, правильної експлуатації й підтримки їх у гарному технічному стані прилади закріплюються за обслуговуючим персоналом.

2. Періодичність технічного обслуговування.

Строки проведення обслуговування і поточного ремонту залежать від умов експлуатації пристроїв (табл.1).

Табл. 1. Строки технічного обслуговування і поточних ремонтів засобів автоматизації залежно від умов

Місце установки	Періодичність, міс.	
	технічне обслуговування	поточний ремонт
Сухі і вологі приміщення	3	12
Сухі і запилені приміщення	2	9
Приміщення особливо сирі з хімічно агресивним середовищем	1	6
На відкритому повітрі і під навісом	1	6

3. Норми часу на технічне обслуговування.

Залежно від оснащення господарств засобами автоматизації та контрольно-вимірювальними приладами обслуговування і ремонт виконують або на спеціальній ділянці підприємства, або за договором з іншими організаціями.

У першому випадку на підприємствах створюють лабораторії з обслуговування і ремонту електричних, теплових, вторинних приладів, регуляторів тощо. Дільницею

керує інженер з КВПіА, а лабораторіями - майстри. Штатний розклад складають, враховуючи номенклатуру засобів автоматизації, які експлуатуються, і обсяг робіт.

Основна мета роботи на даній дільниці - забезпечити справність і працездатність КВПіА, своєчасно виконувати обслуговування і ремонт засобів автоматизації, перевіряти їх, проводити атестацію і представляти прилади і засоби у встановлені строки в органи державної перевірки.

Зміст робіт з обслуговування, ремонту і зберігання залежить від виду засобів автоматизації і визначається згідно з інструкцією з експлуатації і системою ППРЗсх.

При типових роботах з технічного обслуговування необхідно оглянути пристрій і елементи його монтажу; очистити корпус і з'єднання від пилу та бруду; усунути дрібні несправності, перевірити і очистити контакти, проконтролювати герметичність з'єднань, підтягнути деталі кріплення або замінити їх новими; змастити з'єднання кінематичних вузлів; перевірити працездатність пристроїв і відрегулювати їх параметри.

При типових роботах з поточного ремонту слід виконати всі операції технічного обслуговування, а також:

- зняти апарат або пристрій, розібрати його і усунути пил та бруд, які накопичились на внутрішніх елементах; замінити пошкодженні неосновні деталі; змастити рухомі з'єднання або замінити змащувальний матеріал; вибрати пристрій і, якщо треба, пофарбувати його; перевірити працездатність і налагодити пристрій.

Перед монтажем і після ремонту проводять контрольні та типові випробування. Встановивши засоби автоматизації на об'єкті, виконують їх налагодження з урахування властивостей об'єкта керування (вибирають оптимальні параметри настроювання систем керування і налагоджують їх; контролюють і регулюють прилади залежно від параметрів об'єкта керування; перевіряють, як функціонує система в цілому).

У процесі налагодження засобів і системи автоматизації при введенні їх в експлуатацію необхідно:

- ознайомитися з проектом автоматизації процесу;
- перевірити правильність і якість виконання монтажу кіл, оглянути апарати;
- виміряти опір ізоляції апаратів та проводок і випробувати її підвищеною напругою;
- перевірити, чи правильно вибрана апаратура захисту і керування (запобіжники, автоматичні вимикачі, теплові реле, перемикачі, магнітні пускачі тощо); вибрати і відрегулювати параметри засобів та систем автоматизації;
- випробувати визначені засоби автоматизації (виконавчі механізми і регулювальні органи, реле, регулятори);
- перевірити взаємодію всіх елементів керування і роботу апаратури захисту та керування;
- провести комплексне налагодження засобів і систем

автоматизації, перевірити їх працездатність протягом 72 год.

Роботи, проведені спеціалізованою налагоджувальною організацією, приймає персонал, який обслуговує дані пристрої.

При здаванні об'єкта в експлуатацію повинна бути представлена така документація: проектна, скоригована при монтажі і налагодженні (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо); протоколи налагодження і випробувань засобів автоматизації, пристроїв захисту та керування.

Крім того, на об'єкті для кожного засобу автоматизації, який знаходиться в експлуатації, повинні бути представлені: паспорт-протокол; інструкція з експлуатації і програма з налагодження та перевірки; карти або таблиці уставок і характеристик апаратури захисту.

Паспорт-протокол - основний документ обліку стану кожного пристрою релейного захисту, електроавтоматики, телемеханіки. Його складають на основі даних налагодження і приймальних випробувань, а потім у нього записують результати планових та гіїсляварійних експлуатаційних перевірок.

За вищезазначеними документами можна перевірити, чи допустимий той або інший режим роботи технологічного обладнання та ліній електроживлення після налагодження засобів автоматизації і підстроювання їх параметрів у процесі експлуатації.

З метою відновлення нормальної роботи окремих приладів або систем при виході їх з ладу необхідно мати на підприємстві певну кількість запасних деталей і приладів. Визначення кількості запасних деталей і приладів, необхідних для проведення відбудовних робіт протягом даного періоду експлуатації з необхідною гарантійною ймовірністю того, що отриманої кількості досить на зазначений період експлуатації, виробляється в наступній послідовності: по розглянутій групі приладів, установлених на підприємстві, визначається кількість однотипних елементів - деталей або приладів (N); по таблицях відшукується значення інтенсивності відмов елементів даної групи (λ); обчислюється значення кількості запасних деталей або приладів по формулі:

$$N_{\text{зп}} = N\lambda t,$$

де t - період часу експлуатації, прийнятий рівним одного року (або сезону), у годинах; за графіком (мал. 26), визначається гарантоване число запасних деталей використовуючих приладів ($N_{\text{зп}}$) являється функцією $N_{\text{сп}}$ та гарантійної ймовірності (α).

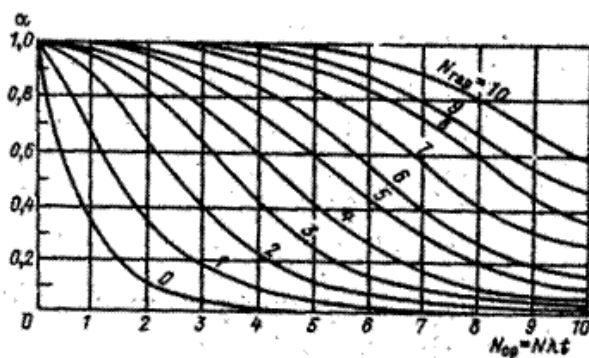


Рис. 26. Графік визначення числа запасних деталей і приладів.

Значення α приймають рівним 0,9 - 0,95. Отримане число $N_{зп}$ і є кількістю запасних деталей або приладів даного типу, які варто мати на підприємстві.

Для обслуговування й ремонту приладів і засобів автоматики в службі КВП і А можуть використовуватися слюсарі з ремонту приладів і засобів автоматизації, електромонтери-ремонтники, слюсарі-інструментальники, електромонтери телефонного зв'язку і сигналізації й електромонтери по радіоустановках.

Загальне число працівників служби КВП і А залежить від сумарної трудомісткості, розрядів і періодичності робіт з урахуванням можливого розвитку систем автоматизації на підприємстві та розширення парку приладів.

Чисельність персоналу служби КВП і А підприємства, включаючи інженерно-технічних працівників, орієнтовно може бути визначена в наступних границях:

Цех КВП і А, категорія А – понад 35 чол.,

Цех КВП і А, категорія Б – 22 – 35 чол.,

Лабораторія КВП і А, категорія В – 16 - 21 чол.,

Лабораторія КВП і А, категорія Г – 8 - 15 чол.,

Група КВП і А, категорія Д – до 8 чол.

При організації служби КВП і А варто застосовувати уточнений метод розрахунку чисельності персоналу на різних ділянках служби.

Явочна чисельність чергового персоналу ділянки експлуатації в зміну визначається по формулі:

$$D_{\alpha} = \frac{(A + B_1/n_1 + B_2/n_2 + B_3/n_3 + \dots + B_i/n_i) K_3}{C} \text{ (чол.)},$$

де A – сумарні витрачені часи на поточне обслуговування засобів автоматизації, вироблене одного разу у зміну або частіше, чол*хв/змін.; $B_1, B_2, B_3, \dots, B_i$ – сумарні витрати часу на поточне обслуговування засобів автоматизації, вироблене рідше одного разу в зміну, чол-хв.; $n_1, n_2, \dots, n_i$ – кількість робочих змін в інтервалі часу між двома черговими обслуговуваннями одних і тих же приладів; $3-C$ – тривалість однієї зміни, хв/змін ; DO_3 – коефіцієнт запасу, що враховує необхідність виконання непередбачених робіт, ($DO_3 = 1,1$ - якщо засоби автоматизації встановлені в приміщеннях; $DO_3 = 1,15$ - якщо засоби автоматизації встановлені у приміщеннях з відносною вологістю більше 60% або є хімічно активні середовища або пил.)

Облікова чисельність чергового персоналу в добу, про облік підмінного персоналу, визначається так:

$$D_{\text{ср}} = \frac{D^{(n-1)}_i}{K} (\text{чол.}),$$

де n - число робочих змін у добу; ДО – коефіцієнт облікового штату робітників, $\text{ДО} = \text{Э} / \text{Н}$; Э - ефективний фонд робочого часу одного працівника в рік (година); Н - номінальний фонд часу.

Для робітників, що мають 12-денну додаткову відпустку при 7-вартовому робочому дні, варто приймати $\text{Э}_1 = 1795$ годину. $\text{ДО}_1 = 0,85$; при 6-денній додатковій відпустці: $\text{Э}_2 = 1851$ година., $K_2 = 0,87$; при відсутності додаткової відпустки: $\text{Э}_3 = 1893$ год., $\text{ДО}_3 = 0,89$; при 12-денній додатковій відпустці й 6-годинному робочому дні: $\text{Э}_4 = 1590$ година., $\text{ДО}_4 = 0,87$.

Явочна чисельність персоналу, що виконує перевірочні, пусконалагоджувальні, ремонтні роботи й техогляди, визначається:

$$\text{Ря} = \text{Бр} \cdot K_3 / \text{Э} (\text{чол. в год});$$

де Бр- сумарні витрати часу на ремонтні, перевірочні, пусконалагоджувальні роботи й техогляди, виконувані персоналом певної кваліфікації протягом року, чол-годин.

Облікова чисельність персоналу, що виконує перевірочні, пусконалагоджувальні, ремонтні роботи й техогляди, визначається:

$$\text{Рсп} = \text{Ря} / \text{ДО} (\text{чол. у рік})$$

Для сезонних виробництв, на яких черговий персонал залучається до ремонтних робіт у період простою заводу, облікова чисельність ремонтного персоналу визначається:

$$\text{Рсп.с} = \text{Рсп.} - K_n (1 - \text{тр}) \text{Дсп.}$$

де Тр - період роботи заводу в частках року; K_n - коефіцієнт, що враховує деякої втрати, випробовувані ремонтною службою КВП і А в зв'язку про недостатню підготовленість чергового персоналу до ремонтних робіт і нерівномірністю самих робіт. Значення K_n приймається рівним 0,85.

Контрольні питання

1. Які існують основні форми організації робіт з технічного обслуговування та ремонту засобів автоматизації?
2. Які заходи передбачає правильна організація робіт з технічного обслуговування та ремонту приладів на підприємствах?
3. Від чого залежать строки проведення технічного обслуговування та поточного ремонту засобів автоматизації?
4. Яка періодичність технічного обслуговування та поточного ремонту встановлена для засобів автоматизації, встановлених у сухих і вологих приміщеннях?
5. Які типові роботи виконуються при технічному обслуговуванні засобів автоматизації?
6. Які додаткові роботи виконуються при поточному ремонті засобів автоматизації, крім операцій технічного обслуговування?

Тема 12. Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання

План

1. Підготовка котла до роботи.
2. Обслуговування котельної установки.

1. Підготовка котла до роботи

Підготовка котла до роботи проводиться на підставі Правил безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів [35, 36] тільки за розпорядженням керівника котельні з відповідним записом у вахтовому журналі.

Перед розпалюванням котла необхідно:

- переконатися, що поверхні нагрівання і газоходів очищені;
- перевірити справність вогнетривких перегородок та склепінь, вогневої межі, кришок люків, бокових дверей;
- переконатися в тому, що на паровій, живильній та спускних лініях зняті засувки;
- перевірити правильність відкривання та закривання заслінки в газоходах, відповідність знаків та написів на заслінках;
- переконатися в тому, що двері топки котла зачиняються щільно, легко повертаються, у перекритті шиберами газоходів та повітряних каналів, в якості ущільнення гарнітури котлів;
- встановити запірні та інші вентиля і засувки відповідно до схеми розпалювання;
- відкрити всі повітряні клапани на живильній магістралі та економайзері;
- закрити дренажні та випускні лінії;
- перевірити запас води в живильному баку, справність живильних насосів та наявність необхідного тиску в живильній магістралі;
- перевірити запас палива, стан топкового та допоміжного обладнання;
- обстежити справність газового обладнання (для газових котлів);
- при наявності деаератора, котел заповнюють деаерованою водою;
- заповнити котел водою до нижнього рівня за водомірним склом через водяний економайзер протягом однієї-двох годин; різниця температур металу котла і води в момент заповнення повинна становити не більше ніж 40-50°C;
- провентилувати топку та газоходи протягом 10-15 хвилин відкриванням дверцят топок і шиберів у повітряних каналах, заслінок природної тяги, ввімкненням димососів і вентиляторів;
- продути газопровід через продувну свічку, поступово відкриваючи засувку магістралі від газопроводу до котла;
- перевірити відсутність вибухонебезпечної газоповітряної суміші, після чого закрити свічку;
- перед розпалюванням котла, який працює на рідкому паливі, довести температуру палива до оптимальної за інструкцією; прогріти парову лінію до форсунок;

- відкрити дренажний вентиль у вивідних колекторах пароперегрівника для його охолодження; заливати пароперегрівник водою при розпалюванні забороняється;
- якщо на котлі встановлено невимикальний економайзер і є лінія рециркуляції, перед розпалюванням треба включити холодну воду і контролювати її температуру.

2. Обслуговування котельної установки

Обслуговування котельної установки, яка працює на твердому паливі. Під час чергування стежать за роботою котла і всього обладнання котельні; суворо дотримуючись встановленого режиму роботи котла. Виявлені в процесі роботи неполадки записують в оперативний журнал.

Персонал котельні повинен вживати негайних заходів до усунення неполадок, які загрожують безпеці та безаварійній роботі обладнання. Якщо несправність не можна усунути черговим персоналом, необхідно повідомити начальника котельні або відповідального забезпечну експлуатацію котлів.

При роботі парового котла необхідно рівномірно живити його водою і не допускати зниження рівня води менше за допустимий нижчий рівень або підвищення його більш за допустимий вищий. Зниження рівня води до вогневої лінії викликає оголення верхньої частини поверхні нагріву, що може призвести до вибуху котла. До таких же наслідків може призвести відкладення на поверхнях нагріву. Тому поверхні нагріву котлів треба регулярно очищати від накипу і проводити деаерацію котлової води.

Треба один раз на добу продувати водопоказчики на котлах з робочим тиском до 2,4 МПа (24 кгс/см²).

Робочий стан усіх живильних пристроїв перевіряють за допомогою короточасних пусків кожного з них:

- для котлів з робочим тиском до 2,4 МПа - не менше одного разу за зміну;
- для котлів з тиском більшим ніж 2,4 МПа - у терміни, які встановлені виробничими інструкціями, із записом у вахтовому журналі.

Не менш ніж один раз за зміну треба перевіряти дію манометрів із записом у вахтовий журнал.

Один раз на добу необхідно продуванням перевіряти дію кожного запобіжного клапана.

При збільшенні навантаження котла спочатку збільшують тягу, а потім додають дуття; при зниженні - спочатку зменшують дуття, а потім тягу.

При зупинці дуттьового вентилятора треба негайно відкрити піддувало, бо може припинитися охолодження колосників і вони можуть згоріти.

У встановлені терміни роблять продування котла із записом початку та закінчення його у вахтовий журнал. Необхідно періодично очищати решітки від шлаку: при спалюванні антрациту - через шість-вісім годин, при спалюванні кам'яного та бурого вугілля - через чотири-п'ять годин.

Згідно із встановленим терміном проводять очищення поверхні нагріву від шлаків, золи та нагару.

Треба постійно стежити за робочим станом пристроїв і приладів автоматичного керування та безпеки котлів.

При обслуговуванні котельної установки, що працює на газоподібному паливі, необхідно:

- стежити за кольором факела (він має бути жовто-прозорим);
- стежити за тиском газу і повітря (при наявності дуттьового вентилятора) до пальників, а також за розрідженням у топці котла;
- збільшувати навантаження пальників треба поступовим збільшенням подачі спочатку газу, потім повітря, а зниження - зменшенням подачі спочатку повітря, а потім газу;
- стежити за температурою вихідних газів;
- не допускати горіння газу в газоходах;
- постійно стежити за робочим станом арматури та гарнітури, показами контрольно-вимірювальних приладів, живленням водою економайзерів та повітропідігрівників;
- підтримувати нормальний рівень води в котлі, необхідні значення тиску пари, температури перегріву пари, температури води до і після економайзера, необхідну тягу в топці;
- стежити за станом газопроводів та їх арматурою, живильних пристроїв, вентиляторів, димососів, клапанів та інших приладів;
- не допустити, своєчасно виявляти та усувати витікання газу; • у випадку зупинки дуттьового вентилятора увімкнути аварійний витяжний вентилятор, а при відсутності електропостачання негайно припинити подачу газу до котлів;
- у випадку спалаху газу, пожежі або аварії негайно закрити засувку на вводі газопроводу до котельні;
- при очищенні газових пальників від внутрішніх забруднень відключити газопровід від котла.

При обслуговуванні котельної установки, яка працює на рідкому паливі, необхідно:

- своєчасно проводити очищення фільтрів насосів подачі палива;
- стежити за тим, щоб мастильні прилади були очищені та заповнені мастилом;
- стежити за тим, щоб робочі камери насосів та трубопровід були заповнені мазутом;
- двигун приводу насоса пускати з мінімальною частотою обертання, поступово збільшуючи її до нормальної;
- перед пуском парового насоса відкрити всі продувальні крани, які закривають тільки після припинення викиду через них води разом з парою;
- при зупинці насоса на довгий час відкрити продувальні крани і випустити рідину з робочих камер насоса та трубопроводу;
- перед подачею повітря в топку підігрівати його;
- перед пуском перевірити наявність мазуту в місткості та ступінь його підігріву;
- систематично перевіряти тиск і температуру мазуту;

- стежити за надходженням палива;
- постійно перевіряти стан повітряного підігрівника;
- періодично продувати нижні камери котла;
- постійно стежити за показами контрольно-вимірювальних приладів.

Звичайна зупинка котельного агрегата здійснюється лише за письмовим розпорядженням відповідальної особи із записом у вахтовому журналі. Зупинка котельного агрегата, що працює на газоподібному паливі, проводиться в такій послідовності:

- почергово відключають всі пальники;
- перекривають регулювальну, а потім робочу засувку;
- відкривають кран трубопроводу безпеки та шибер у каналі подачі повітря перед пальником;
- після відключення пальників закривають вимикальний пристрій;
- через три-чотири хвилини зупиняють дуттьовий вентилятор;
- зменшують розрідження до 0,2-0,3 кПа;
- вентилують топку протягом 10-15 хвилин і вимикають димосос.

При зупинці агрегата, що працює на рідкому паливі, необхідно:

- зупинити форсунки;
- зменшити тягу і, підтримуючи рівень води в котлі ненабагато вищий за середнє робоче положення, поступово скидати пар;
- відключити котел від парової магістралі;
- відкрити продувальний вентиль пароперегрівника;
- вивести форсунки з топки;
- відключити відведення мазутопроводу до форсунок котла;
- провентилувати топку та газохід котла;
- закрити шибер та засувки.

При зупинці котлоагрегата, що працює на твердому паливі, треба виконати такі операції:

- підтримуючи рівень води в котлі вищим за середній, припинити подачу палива в топку;
- частково прикривши шибери тяги та дуття, допалити залишки палива;
- відключити котел від паропроводу;
- відкрити продувальний вентиль пароперегрівника;
- відключити вентилятор та прикрити шибер за котлом;
- очистити топку та бункери;
- вимкнути димососи, закрити димовий шибер, топкові і піддувальні дверцята;
- охолодити котел (природним остиганням).

Аварійну зупинку котла і від'єднання його від парової магістралі проводять у таких випадках:

- коли рівень води в котлі або нижчий, або значно вищий за допустимий;
- якщо вийшли з ладу всі запобіжні клапани або манометр і нема можливості його заміни;
- при появі тріщини у зварних швах трубопроводів;
- зруйновано обмурівку в частини котла вище рівня води;
- зменшився або став більшим за норму тиск газу в пальниках;

- при вимиканні горіння в газоходах або при ударах у топці та газоходах;
- при появі значної вібрації котла та відсутності тяги;
- при наявності газу в приміщенні котельні.

При аварійній зупинці котла необхідно:

- припинити подачу палива та повітря в топку;
- значно знизити тягу і якнайшвидше прибрати паливо з топки або припинити подачу мазуту у форсунки чи газу в пальники;
- знизити тягу та відкрити продувальну свічку;
- подати живлення в котел, відключити котел від головного паропроводу або тепломережі;
- випустити залишок пари через запобіжний клапан або аварійний спускний вентиль.

Контрольні питання

1. На підставі якого документу та за чиїм розпорядженням проводиться підготовка котла до роботи? Який запис робиться при цьому?
2. Які основні перевірки необхідно здійснити перед розпалюванням котла щодо поверхонь нагрівання, газоходів, вогнетривких елементів та арматури?
3. Які основні обов'язки чергового персоналу при обслуговуванні котельної установки, що працює на твердому паливі? Які дії необхідно вжити при виявленні неполадок?
4. Яких вимог необхідно дотримуватися щодо живлення парового котла водою? Чому необхідно регулярно очищати поверхні нагріву котлів?

Тема 13. Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В

План

1. Несправності пускової та регулювальної апаратури.
2. Ремонт пускової і захисної апаратури.

1. Несправності пускової та регулювальної апаратури

У пусковій і регулювальній апаратурі найчастіше зустрічаються такі види несправностей: перегрівання котушок пускачів, контакторів і автоматів, міжвиткові замикання і замикання на корпус котушок, перегрівання контактів та сильне їх зношення, незадовільна ізоляція механічні несправності.

Перегрівання котушок змінного струму виникає внаслідок заклинення якоря електромагніту в його розімкненому положенні і низької напруги живлення котушок. У розімкненому положенні якоря котушка пускача споживає значно більший струм, ніж при втягнутому якорі, тому вона швидко перегрівається і згоряє.

Міжвиткові замикання виникають через погану намотку котушки. Особливо це проявляється, якщо витки, які прилягають до фланців каркаса котушки, зісковзують у нижні шари, внаслідок чого виникають відносно великі різниці напруг, які пошкоджують міжвиткову ізоляцію. Міжвиткові замикання виникають переважно в котушці змінного струму, тому що в ній міжвиткові амплітудні напруги більші, ніж у котушці постійного струму. До того ж, котушки змінного струму знаходяться під посиленою вібрацією з боку сталевих осердя.

Замикання на корпус виникає у випадку нещільної посадки безкаркасної котушки на сталевому осерді. Вібрації в магнітній системі призводять до перетирання ізоляції котушки та її відгалужень, внаслідок чого може виникнути замикання на заземлений сталевий корпус апарата.

На нагрівання контактів впливає струмове навантаження, тиск на них, розміри і розхил контактів, а також умови охолодження та окислення їх поверхонь, механічні дефекти в контактній системі. При сильному нагріванні контактів підвищується температура сусідніх частин апарата і, як наслідок, руйнується ізоляційний матеріал.

При несприятливих умовах гасіння електричної дуги контакти окислюються. На поверхнях контактів, які стискаються, виникає шар з поганою провідністю. Цьому сприяє неправильно підібране мастило, яке містить окислюючі речовини, або занадто товстий шар мастила.

Використовувані в зовнішніх установках для змащування контактів консистентні мастила не повинні містити вапнистого (кальцієвого) мила, тому що в них на холоді появляються виділення, які зумовлюють заїдання та інші пошкодження.

Незалежно від розмірів поверхні, яка відводить тепло, тиск на контакти повинен становити 0,25-0,3 Н/мм².

Зношування контактів залежить від сили струму, напруги, і тривалості горіння електричної дуги між ними, частоти і тривалості вмикання, якості і твердості матеріалу, контактів.

На ступінь обгоряння впливає форма і розмір контактів. При дуже великій ширині контактів (більшій ніж 30 мм) бокова складова струму і магнітне поле в контакті сильно збільшується, електрична дуга «вторгається» в стінку дугогасильної камери і руйнує контакт.

Пошкодження ізоляції проявляється в утворенні на її поверхні шляхів для струмів витікання, тому необхідно захищати її від бруду і пилу. Значна частина пошкоджень спричиняється зволоженням ізоляції та і руйнуванням під час будівельно-монтажних робіт і транспортування.

Механічні несправності в апаратах виникають внаслідок корозії. Пошкодження осей, пружин, підшипників та інших конструктивних елементів. Зношення деталей і явища втомлення зумовлюються поганим змащуванням рухомих частин, накопиченням вологи, використанням у конструкціях, які працюють на удар, дуже крихких або дуже м'яких матеріалів

2. Ремонт пускової і захисної апаратури

Поточний ремонт рубильників і перемикачів. При ремонті рубильників і перемикачів виконують такі операції:

- ретельно очищають напилком контактні поверхні ножів і губок від бруду, кіптяви і частинок оплавленого металу. При цьому намагаються зняти мінімальну кількість металу, щоб не зменшити переріз і . інших частин ножів і губок. При сильному оплавленні ножів або губок їх замінюють новими відповідних профілів і розмірів;
- підтягують всі деталі кріплення, звертаючи увагу на шарнірні з'єднання, які є частиною кола, по якому проходить електричний струм;
- перевіряють стан пружин ножів і пружинних скоб контактних губок. Ослаблені пружини, які не створюють у контактах потрібного і пеку, замінюють новими;
- регулюють щільність входження ножів у губки. Ножі повинні входити в губки без ударів і перекосів, але з деяким зусиллям. Контактна поверхня губки повинна щільно прилягати до відповідної поверхні ножа. Щуп товщиною 0,05 мм не повинен входити в проміжок між губкою і ножем на глибину більшу ніж 6 мм;
- регулюють глибину входження ножів у губки. У рубильниках з важільним приводом ножі в повністю ввімкненому положенні не повинні входити до контактної площадки губок на 2-4 мм. У той же час ножі всією своєю контактною частиною повинні ввійти в губки. Глибину входження ножів у губки рубильників з важільним приводом регулюють збільшенням або зменшенням довжини тяги від ручки до рубильника. При регулюванні добиваються одночасного входження і виходу всіх ножів з губок. При виході ножів з контактних губок розходження не повинно перевищувати 3 мм;
- перевіряють міцність з'єднання рубильника з важелем тяги;

- перевіряють стан пружин дугогасильних контактів; слабкі пружини замінюють новими.

Якість ремонту і регулювання рубильників і перемикачів перевіряють 10-15-кратним вмиканням і вимиканням.

Поточний ремонт пакетних вимикачів і пускових ящиків. При ремонті пакетних вимикачів обгорілі контакти та ослаблені пружини замінюють новими. Після тривалої роботи і частих вимикань вимикачем великих струмів сильно зношуються (вигоряють) його іскрогасильні шайби. При ремонті такі шайби слід замінювати, щоб уникнути різкого погіршення гасіння дуги.

При складанні після ремонту особливу увагу звертають на правильність взаємного розміщення рухомих і нерухомих контактів та щільність блоку його пакетів. Пружина повинна бути насаджена на чотиригранну частину осі так, щоб при повертанні ручки вона натягувалася, а потім з великою швидкістю замикала або розмикала контакти. Відремонтований і повністю складений пакетний вимикач перевіряють не менше ніж 10-кратним вмиканням і вимиканням. В обсяг робіт з поточного ремонту пускових ящиків ЯРП, ЯВЗ, ЯБПВ тощо входять операції:

- огляд контактних деталей і усунення наявних пошкоджень (обгорання, оплавлення тощо);

- перевірка стану приводу і чіткості його роботи. Привід при вмиканні повинен повністю і без перекосів вводити ножі рубильника в контактні губки, а при вимиканні виводити ножі з них і створювати між ножами і губками розрив не менший ніж 30 мм по найкоротшій відстані;

- усунення люфтів, ослаблених кріплень рухомих деталей, пошкоджень ізоляційних частин тощо. Практика експлуатації і ремонту пускових ящиків показує, що найчастіше пошкоджуються деталі, що ізолюють траверсу від частин, які знаходяться під напругою. Пошкоджену ізоляцію відновлюють, використовуючи ізоляційні матеріали, які рівнозначні замінюваним;

- перезаряджання запобіжників і заміна плавких вставок. При перевірці стану ізоляції між струмопровідними і заземленими частинами використовують мегомметр на 1000 В. Значення опору ізоляції повинно бути не нижчим ніж 10 МОм.

Поточний ремонт кнопок керування і запобіжників. При ремонті кнопок керування очищають поверхні контактів і містка від плівок окисів, перевіряють стан пружин і затягання гвинтів. Ослаблені пружини замінюють новими заводського виготовлення. При складанні відремонтованої кнопки керування звертають увагу на правильність взаємного розміщення внутрішніх деталей та її контактних поверхонь, а не тільки на відсутність заїдання при русі стержня і кнопки в корпусі.

При ремонті запобіжника зачищають контактні поверхні патрона і губок від кіптяви і частинок металу. У фібрових патронах перевіряють і товщину стінок і відсутність тріщин, оскільки при частих спрацюваннях і запобіжника стінки патрона вигоряють і міцність патрона знижується. При перезаряджанні запобіжника плавку вставку перевіряють за струмом вимикання запобіжника і кола, яке захищають. У запобіжників з кварцевим наповнювачем повністю замінюють

старий пісок новим, який повинен складатися з чистого сухого кварцу з розміром гранул 0,5-1 мм. Потім патрон встановлюють у губки запобіжника, куди він повинен входити без перекосу і з деяким зусиллям.

Поточний ремонт автоматичних вимикачів, контакторів магнітних пускачів. Поточний ремонт пускової і захисної апаратури доцільно проводити без зняття з основи, а при виявленні несправностей, які не можна усунути на місці, апарат слід ремонтувати в майстерні господарства.

Поточному ремонту автоматичних вимикачів, контакторів і млі пітних пускачів підлягають такі вузли: контакти; дугогасильні камери; магнітопроводи; котушки; механічні частини; ізоляційні деталі та корпуси.

При ремонті контактів перевіряють стан нерухомих контактних з'єднань. Підтягують ослаблені болти і гайки. З'єднання, які потемніли або мають колір мінливості, розбирають, зачищають контактні поверхні скляним папером або напилком, збирають з'єднання і затягують болти та гайки.

Болти, гайки, шайби та інші деталі, які вийшли з ладу, замінюють. Гвинтові з'єднання затягують до відказу зусиллям не більшим ніж 150 Н. Ретельно перевіряють стан розмикаючих контактів. Контакти, виготовлені з міді, які мають напливи або бризки металу, раковини або підгорілі місця, зачищають напилком. Контакти, які вийшли з ладу, замінюють новими.

Після чищення або заміни контактів перевіряють ступінь торкання рознімних контактів щупом 0,05 мм. Щуп не повинен проходити більш ніж 1/3 площі контактної поверхні. Зсув контактних поверхонь по ширині повинен бути не більшим ніж 1 мм.

При ремонті дугогасильних камер оглядають камери, впевнюються у відсутності тріщин, прогоряння матеріалу камер. Очищають шабером внутрішні частини камер від кіптяви, нагару та бризок металу і протирають сухим обтиральним матеріалом. Видаляють з пластин деіонної решітки бризки і напливи металу за допомогою напилка або шабера. Місця пластин, що обгоріли, зачищають скляним або наждачним папером. Дугогасильні камери або сильно обгорілі пластини деіонної решітки, які вийшли з ладу, замінюють новими.

При ремонті магнітної системи видаляють скляним папером сліди корозії на сталі магнітопроводу. Очищене місце покривають лаком повітряного сушіння.

У місцях, де стикається рухома і нерухома частина магнітопроводу, сліди корозії і kleпання зчищають шабером вздовж листів магнітопроводу і після зачищення скляним папером або напилком змащують їх машинним маслом. Пошкоджений короткозамкнений виток замінюють новим.

Перевіряють легкість ходу рухомої частини магнітної системи, повертаючи її від руки. Виявлені несправності усувають.

Ремонт котушок. Котушка є однією з найбільш пошкоджуваних деталей магнітного пускача і контактора, яка при ввімкненому пускачі (контакторі) обтікається струмом. Тому, перш ніж приступити до ремонту котушки, її оглядають. Котушка повинна мати рівне, блискуче лакове покриття без підтікань і специфічного запаху горілої ізоляції. При незначних відшаруваннях або тріщинах на поверхні ізоляційного шару її знімають і просочують лаком повітряного сушіння. Значення опору ізоляції котушки відносно корпуса і струмопровідних

частин повинно бути не менше ніж 0,5 МОм. Котушка з обвугленою і обсипаною ізоляцією підлягає заміні.

При відсутності котушок заводського виготовлення її намотують в електромайстерні. Відновити котушку, якщо є паспорт, неважко. У цьому випадку намотують нову котушку, число витків якої і площа перерізу проводу повинні відповідати паспортним даним. Іноді доводиться перемотувати котушки електромагнітів апаратів на напругу, яка відрізняється від паспортної.

Перерахувати обмотувальні дані котушки з однієї напруги на іншу можна за допомогою таких формул:

$$w_1 = w_2 \frac{U_2}{U_1}$$

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{U_1}{U_2}}$$

де w_1 - початкове число витків при напрузі U_1 ;

w_2 - число витків після перемотування на напругу U_2 ;

d_1, d_2 - діаметр проводу, відповідно до і після перемотування.

У ремонтній практиці іноді потрібно розраховувати котушки заново або за відомими розмірами осердя відновлювати обмотувальні дані, тобто визначати число витків і діаметр проводу для заданої напруги мережі.

Обмотувальні дані котушки змінного струму з достатньою для практики точністю можна розрахувати за графіком, який наведено на рис. 1. На графіку по горизонтальній осі відкладено значення площі перерізу $Q_{ст}$ стержня магнітопроводу, а по вертикальній осі – число витків яке припадає на 1 В робочої напруги.

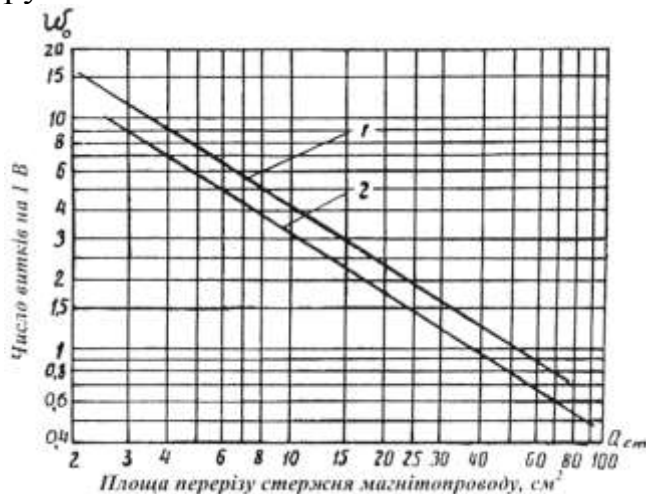


Рис. 1. Графіки для визначення числа витків котушки при тривалості вмикання (ТВ): 1 - ТВ = 100%; 2 - ТВ = 40%

Загальне число витків котушки знаходять за виразом:

$$w = w_0 U$$

де U - напруга мережі, В.

Для визначення діаметра проводу необхідно враховувати коефіцієнт заповнення K_3 , який є відношенням сумарної площі поперечної перерізу ізольованих проводів до площі вікна магнітопроводу. Він залежить від типу ізоляції, форми та перерізу проводу і якості намотування. Коефіцієнт заповнення

визначають за графіком, який наведено на рис. 2, у якому проміжна лінія є середнім значенням коефіцієнта заповнення.

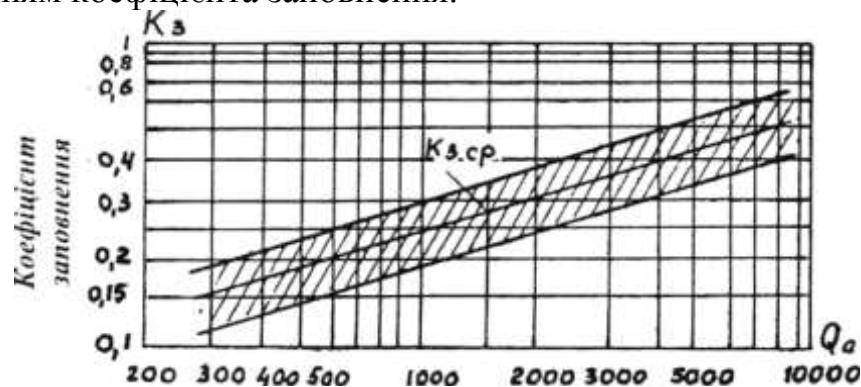


Рис. 2. Графіки для визначення коефіцієнта заповнення вікна

Визначивши площу вікна магнітопроводу магнітної системи Q_0 і помноживши її на коефіцієнт заповнення K_3 , отримаємо значення площі, яку займає обмотка:

$$S_{\text{обм}} = Q_0 K_3,$$

Знаючи площу $S_{\text{обм}}$ можна визначити площу поперечного перерізу $q_{\text{із}}$ і діаметр $d_{\text{із}}$ ізолюваного проводу:

$$q_{\text{із}} = \frac{S_{\text{обм}}}{w},$$

$$d_{\text{із}} = 1,1\sqrt{q_{\text{із}}}.$$

Слід відзначити, що для контакторів і магнітних пускачів найчастіше використовують проводи з емалевою ізоляцією марок ПЗЛ, ПЭЛШО.

Встановивши за довідником двосторонню товщину $2b$ ізоляції проводу, віднімають її від $d_{\text{із}}$ і одержують діаметр неізолюваного проводу $d_{\text{із}}$, а за ним вибирають найближчий менший за стандартом проводів. Це і буде вихідний для намотування котушки провід:

$$d_{\text{неіз}} = d_{\text{із}} - 2b$$

У котушок пускачів серії ПМЕ і ПА в пази каркаса встановлюють струмопровідні клеми і припаюють до них один залужений кінець обмотувального проводу. На струмопровідні клеми приклеюють прокладки із склолакотканини типу ЛСЛ так, щоб вони повністю покривали клеми.

У котушок пускачів серії ПА і ПАЕ до кінців обмотувального проводу припаюють вивідний провід марки МГШВ, а замість паяння ізолюють склолакотканиною.

Після цього перевіряють опір обмотки котушки постійному струму, який не повинен відрізнятись від каталожних значень більше ніж на десять, відсотків.

Готову котушку занурюють у ванночку з лаком МЛ-92. Просочення вважається закінченим, коли на поверхні лаку припиниться виділення пухирців повітря. Котушку виймають з ванночки і підвішують на підвісці для стікання лаку. Сушать котушку в сушильній шафі при температурі $100-105^\circ\text{C}$ протягом чотирьох-п'яти годин.

Після сушіння котушку обмотують двома-трьома шарами конденсаторного паперу, прикладають табличку з паспортними даними і обмотують триацетатною плівкою.

При ремонті теплових реле від'єднують струмопровідні проводи і знімають реле. Розбирають, очищають від пилу і бруду, перевіряють стан контактів. Контакти, що потемніли, очищають від нагару обтиральним матеріалом, змоченим спиртом. Зношені контакти і пошкоджені нагрівники замінюють новими. Складають теплове реле, перевіряють і пек контактів і розхили, вимірюють опір ізоляції. Перевірку спрацювання теплового реле виконують на випробувальному стенді за методикою, яку наведено в розділі 14.

При ремонті механічної частини апаратів спочатку перевіряють її роботу. При цьому підтягують ослаблені гвинти і гайки. Усувають перекошення, заїдання або заклинення механічної частини. Замінюють зношені втулки, осі та пружини. Поверхні, що труться, змащують машинним маслом (шарніри механізму автоматичного вимикача змащують приладовим маслом марки МВІІ).

У реверсивних магнітних пусках перевіряють надійність роботи механічного блокування. Блокування не повинно перешкоджати вільному вмиканню від руки одного з контакторів реверсивного пускача, однак при спробі одночасного вмикання другого контактора між його контактами повинен залишатися зазор не менший ніж 3 мм.

При порушенні цих вимог необхідно усунути причину несправної 11 блокування.

При ремонті електроізоляційних деталей і корпусу перевіряють її стан ізоляції деталей. Невеликі тріщини і відшарування покривають лаком або клеєм БФ.

Ізоляційні деталі складної конфігурації, які мають значні пошкодження, замінюють новими або придатними деталями із старих апаратів. Заміні підлягають: основи, які мають підгорілі або обвуглені ділянки; панелі, з розхитаними шпильками або якщо вони відсутні. ізоляції між струмопровідними частинами вимірюють мегометром на 500 В. Опір ізоляції повинен бути не менший ніж 0,5 МОм, при менших значеннях опору апарат необхідно демонтувати і просушити ізоляцію.

При поточному ремонті перевіряють стан корпусів або захисних кожухів апаратів.

Ремонт реостатів. При поточному ремонті пускових і регулювальних реостатів очищають весь апарат від пилу і бруду, перевіряють кріплення реостатів, щільність всіх гвинтових з'єднань, рівень масла, стан рухомих контактних щіток і щільність їх прилягання, стан нерухомих контактів, елементів опору, захисного заземлення корпусу реостата, а також вимірюють опір ізоляції відносно корпусу. Виявлені недоліки усувають, зачищаючи обгорілі і замінюючи несправні контакти, а також регулюючи дію механічної частини реостата.

При капітальному ремонті реостат повністю розбирають, чистять всі деталі, зношені частини (контакти, елементи опору, пружини, болтові з'єднання, ізоляційні деталі тощо) ремонтують або замінюють новими.

Елементи згорілих опорів замінюють новими, виготовленими з того ж матеріалу (реотану, фехралу) і того ж перерізу. Для ізоляції елементів опору від корпусу застосовують фарфор, стеатит або міканіт, а виводи окремих ступенів реостата ізолюють фарфоровими бусинами або азбестовою панчохою. Якщо

реостат змонтовано на рамі агрегата і знаходиться під дією вібрації, то на всіх з'єднаннях встановлюють пружинні шайби.

Нерухомі контакти пристрою регулювання очищають від окисів і оплавлень. Їх встановлюють на одному рівні, щоб запобігти підгорянню контактів і заїданню контактних щіток. Після ремонту реостат складають, регулюють, відновлюють всі написи на його кришці і кожусі. У масляних і їм промивають бачок і заповнюють його свіжим трансформаторним і до рівня, який позначено рисою на одній з його вертикальних стінок.

Після ремонту реостат перевіряють на відсутність обриву його опорів і плавність ходу рухомого контакту.

Контрольні питання

1. Які основні причини перегрівання котушок змінного струму в пусках і контакторах?
2. Чим відрізняються причини виникнення міжвиткових замикань у котушках змінного та постійного струму?
3. Які фактори найбільше впливають на нагрівання контактів у пусковій та регулювальній апаратурі?
4. Яке мінімальне значення опору ізоляції повинно бути між струмопровідними та заземленими частинами пускових ящиків після ремонту?
5. Які дії виконуються при поточному ремонті кнопок керування?
6. Які критерії використовуються для оцінки стану котушок магнітних пускачів і контакторів, і в яких випадках потрібна їх заміна або перемотування?

Тема 14. Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації

План

1. Експлуатація основних типових елементів засобів автоматизації.

1. Експлуатація основних типових елементів засобів автоматизації

Вимірювальні перетворювачі температури. До них відносять перш за все термопари і термометри опору: мідні типу ТСМ, рідше платинові типу ТСП. Застосовують також напівпровідникові термометри опору: термістори в регуляторах типу ПТР і позистори в універсальних пристроях захисту типу УВТЗ.

При експлуатації перетворювачів можуть виникнути такі несправності: обрив чутливих елементів, замикання їх на корпус, міжвиткове замикання термометрів опору, зниження опору ізоляції, пошкодження захисної гільзи. Щоб виявити несправності, у процесі технічного обслуговування і поточного ремонту використовують комбіновані прилади для грубої оцінки параметрів термодатчиків; мегомметри, розраховані на напругу 500 В, для вимірювання опору ізоляції; мости МО-62 для визначення опору чутливих елементів.

При обрывах і міжвиткових замиканнях чутливі елементи замінюють новими з тією ж градуальною характеристикою, а якщо нових нема, ремонтують пошкоджені.

Манометричні вимірювальні перетворювачі. До них відносять вимірювальні перетворювачі тиску і розрідження - мембранні, сильфонні і пружинні (з трубкою Бурдона), а також температури – манометричні термометри. Мембранні перетворювачі використовують у напоромірах, тягомірах і тягонапоромірах; сильфонні - у самописних манометрах і вторинних приладах типів МС, ДМПК, РЛ, ДРД; пружинні – у манометрах і вакуумметрах. До манометричних термометрів відносять вимірювальні перетворювачі ТС-100, ТПК-СК тощо.

Багато манометричних вимірювальних перетворювачів призначені не тільки для вимірювання фізичних величин, а й для їх реєстрації, а також сигналізації про їх зміну. З метою реєстрації застосовують вузол запису і діаграмний пристрій (як правило, з приводом від синхронного електродвигуна або годинникового механізму).

Характерні несправності манометричних вимірювальних перетворювачів: порушення герметичності системи (чутливий елемент-капіляр - вимірювальний пристрій); деформація первинних перетворювачів (мембрани, сильфона, пружини); засмічення отворів, що підводять тиск до чутливих елементів.

Розгерметизацію вимірювальних пристроїв тиску і розрідження визначають при зміні тиску в системі; манометричних термометрів – при зміні температури чутливого елемента. На місця можливої розгерметизації (з'єднувальні трубопроводи, чутливі елементи і з'єднання приладів) наносять мильний розчин і за допомогою піни, що утворилася, і знаходять дефект.

При негерметичності запірних вентилів підтягують сальники; пегерметичні з'єднувальні трубопроводи замінюють, чутливі елементи ремонтують або замінюють.

Якщо при перевірці місце розгерметизації не визначено, то можливе засмічення трубопроводів або отворів, які підводять тиск до чутливих елементів. Цю несправність усувають, розбираючи прилад і продуваючи стисненим повітрям з'єднувальні трубопроводи, запірні вентиля та отвори.

Несправності в кінематичних елементах показуючих і реєструючих пристроїв манометричних перетворювачів визначають і усувають так само, як і у вимірювальних та реєструючих приладах.

Вимірювальні прилади. До них відносять прилади: пневматичні, манометричні, електричні для вимірювання струму, напруги, потужності, опору, ємності, індуктивності та інших величин. Це амперметри, вольтметри, омметри, фазометри, комбіновані та цифрові прилади.

Вимірювальні прилади можуть бути показуючими, самописними (реєструючими) і підсумовуючими (інтегруючими). У процесі їх експлуатації виникають перш за все несправності в кінематичних елементах, що призводить до збільшення похибки показів або їх відсутності.

При відсутності показів електричних приладів необхідно перевірити, чи нема обриву струмопроводів обмоток рамок, шунтів і резисторів; пневмо- і манометричних приладів - обриву з'єднувальних трубопроводів або їх засмічення.

Несправності в кінематичних елементах приладів виникають при збільшенні тертя, забрудненні та корозії; неякісному з'єднанні ланок; деформації вимірювальних перетворювачів і стрілок; зношуванні кернів і осей. Щоб знайти ці несправності, прилад розбирають і ретельно оглядають кінематичні елементи. При підвищеному терті та забрудненні деталі механізму очищають і промивають у бензині. Якщо виявлено деформацію або обрив елементів, а також короткі замикання в котушках, то їх ремонтують або замінюють.

У складних вимірювальних приладах збільшення похибки і відсутність показів можуть бути викликані порушенням режимів роботи підсилювача, а також виходом з ладу діодів, резисторів мостів. Так, наприклад, якщо прилад не фіксує постійний струм на всіх межах, але працює на межах змінного струму, це означає, що з ладу вийшов випрямний блок.

Щоб знайти несправності в складних вимірювальних пристроях, за допомогою приладів діагностики перевіряють параметри окремих елементів відповідно до принципових схем.

Методи і засоби визначення несправностей у схемах будуть розглянуті в наступному параграфі.

Релейні елементи автоматики. В автоматичі найбільш широко розповсюджені електричні реле, які використовують як підсилювачі і вихідні елементи багатьох приладів (сигналізаторів, регуляторів, датчиків-реле). У схемах контролю, сигналізації і регулювання використовують проміжні реле, реле часу, фотореле тощо. Електричні реле складаються з магнітопроводу, котушок з обмотками і контактної системи. Основні несправності реле - підгоряння контактів, обриви і замикання в обмотках котушок.

При підгорянні контакти очищають напилком, дрібнозернистою шліфувальною шкуркою, щіточкою, змоченою бензином або спиртом. Щоб уникнути пошкоджень, не можна зачищати контакти шліфувальною шкуркою на скляній основі. Контакти з накладками із срібла або металокераміки не зачищають, а тільки знімають з них бризки металу. Обгорілі і спрацьовані контакти з глибокими раковинами (товщина контактних накладок менша ніж 0,5 мм) замінюють.

Потім контактні пари регулюють за допомогою пінцетів: піднімаючи або опускаючи тримачі, добиваються правильного положення контактів у момент спрацювання і відпускання реле при натискуванні рукою на його якір. Далі перевіряють працездатність реле, подаючи на нього робочу напругу.

Обрив обмотки або міжвиткове замикання знаходять, контролюючи кіл тестером і вимірюючи опір обмотки мостами постійного струму.

Похибку спрацювання і відпускання реле часу визначають електросекундоміром. У даних реле може бути несправний привід годинникового механізму або годинникового двигуна.

Характерна несправність датчиків-реле температури, тиску, рівня та піших - невідповідність параметрів спрацювання заданим параметрам. Для усунення цього недоліку змінюють положення контактів, встановлюючи або виймаючи прокладки.

При експлуатації диференційних реле тиску типу РДС, реле швидкості потоку повітря типу РПВ, поплавцевих реле рівня РП-40, СУ- I також переривника типу СИП-1 може бути пошкоджений ртутний перемикач. Прилади з такими перемикачами демонтують у лабораторіях: у витяжних шафах ретельно видаляють залишки ртуті, а потім замінюють розбиті перемикачі новими. Зібрану ртуть слід зберігати в закритій металевій або скляній посудині.

Контрольні питання

1. Які конкретно прилади використовуються для виявлення різних типів несправностей у вимірювальних перетворювачах температури (наприклад, для обриву, замикання на корпус, опору ізоляції)?
2. Яким чином проводиться ремонт пошкоджених чутливих елементів термопар і термометрів опору, якщо їх неможливо замінити новими?
3. Які основні типи манометричних вимірювальних перетворювачів використовуються для вимірювання тиску та розрідження?
4. Які характерні несправності властиві манометричним вимірювальним перетворювачам, окрім порушення герметичності та деформації чутливих елементів?
5. Як саме визначається місце розгерметизації в манометричних вимірювальних пристроях тиску, розрідження та термометрах?

Тема 15. Організація раціонального ремонту електрообладнання

План

1. Раціональне використання електроенергії. Шляхи зниження її втрат.

1. Раціональне використання електроенергії. Шляхи зниження її втрат

Постановка питання. У процесі інтенсифікації сільськогосподарського виробництва різко зростає споживання електроенергії. Отже, ставляться і нові завдання з підвищення раціонального її використання. Подальше збільшення споживання електроенергії на сільськогосподарських підприємствах необхідно здійснювати так, щоб знизити її витрату в розрахунку на одиницю виробленої продукції. Для цього треба не тільки правильно вибирати потужність застосовуваного електроустаткування, але й домагатися оптимального режиму його роботи.

Електроенергія в господарствах агропромислового комплексу в основному витрачається на виробничі потреби (-80%) і, у зв'язку з її подорожчанням, істотно впливає на собівартість продукції, що випускається.

З метою підвищення рентабельності виробництва й економії електроенергії необхідно сприяти максимальному використанню виробничих потужностей технологічного устаткування, що нерозривно пов'язане і з поліпшенням використання енергетичного устаткування (асинхронних двигунів, трансформаторів тощо). Для цього розробляють і здійснюють організаційно-технічні заходи щодо економії всіх енергоресурсів.

Зниження втрат потужності й енергії шляхом поліпшення режиму роботи електроприймачів. Максимальної економії енергетичних ресурсів можна домогтися, знижуючи втрати електроенергії в мережах і підвищуючи її якість у електроприймачів.

Найбільш ефективні способи зниження втрат – зменшення споживання реактивної потужності в електроустановках сільськогосподарських споживачів і підвищення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$. Досягається це насамперед завдяки поліпшенню використання електроприймачів, а також застосуванню компенсуючих пристроїв (КП).

Споживання реактивної потужності електроприймачам сільськогосподарського виробництва становить: асинхронними двигунами - близько 60 відсотків; трансформаторами - 20...25 відсотків, повітряними електричними мережами й іншими - близько 20 відсотків. У цілому реактивне навантаження сільськогосподарських підприємств не тільки порівнянне з активним, але й нерідко перевищує його.

І в асинхронних двигунах, і в трансформаторах основну частину в балансі реактивної потужності складає потужність холостого ходу, що залежить від номінальної потужності і конструктивних особливостей пристрою. Для асинхронних двигунів (АД) єдиної серії реактивна ж м у жність холостого ходу коливається від 60 до 80 відсотків реактивної потужності двигуна при 100-процентному навантаженні, для і трансформаторів - до 80 відсотків. У загальному

виді реактивна потужність, споживана асинхронним типі двигуном при заданому навантаженні, може бути визначена за виразом:

$$Q_d = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + \beta^2 (Q_n - Q_0) = Q_0 + \beta^2 \Delta Q_n$$

Де Q_d - реактивна потужність електродвигуна на холостому ході, квар;

ΔQ - приріст споживання реактивної потужності при даному навантаженні двигуна, квар;

Q_n - реактивна потужність двигуна при номінальному навантаженні, квар:

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n,$$

ΔQ_n - приріст споживання реактивної потужності при номінальному навантаженні двигуна, квар;

- коефіцієнт навантаження двигуна;

$\operatorname{tg} \varphi_n$ - тангенс відповідно до коефіцієнта $\cos \varphi$ двигуна при номінальному навантаженні;

η - КПД двигуна при P_n .

Реактивна потужність, споживана трансформатором при заданому навантаженні, може бути подана виразом:

$$Q_m = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + \beta^2 \Delta Q_n$$

Де Q_0 - реактивна потужність холостого ходу трансформатора, квар

$$Q_0 = \frac{i_0 \cdot S_{nm}}{100},$$

де ΔQ - приріст реактивної потужності трансформатора при заданому навантаженні, квар;

ΔQ_n - приріст реактивної потужності трансформатора при номінальному навантаженні, квар:

$$\Delta Q_n = \frac{u_k \cdot S_{nm}}{100},$$

S_{nm} - номінальна потужність трансформатора, кВА;

i_0 - струм холостого ходу трансформатора, відсоток;

- коефіцієнт навантаження трансформатора;

u_k - напруга короткого замикання, відсоток.

Реактивна потужність, споживана повітряною трифазною лінією:

$$Q_L = 3I^2 \omega L \cdot 10^{-3} = \left(\frac{P}{U \cos \varphi} \right) \cdot X_L \cdot 10^{-3},$$

де P , U , $\cos \varphi$ - параметри для лінії навантаження;

L , X_L - індуктивність і реактивний опір лінії відповідно; $\omega = 2\pi f$

Реактивні навантаження сільськогосподарських споживачів; і безперервно змінюються залежно від складу електроприймачів, ступеня їх завантаження, тривалості вмикання, умов експлуатації та інших чинників. Все це істотно впливає на втрати електричної енергії. Сільськогосподарські споживачі повинні добиватися свідомого зниження своїх реактивних навантажень приблизно на 20-30 відсотків без застосування компенсуючих пристроїв, тобто шляхом поліпшених режимів роботи устаткування.

Аналіз дослідних даних у сільськогосподарській галузі показує, що для основних споживачів реактивної потужності (асинхронні двигуни,

трансформатори 10/0,4 кВ тощо) фактичні питомі реактивні навантаження часто досягають розмірів порядку 1,4-1,6 квар/кВт, що майже вдвічі перевищує їх номінальні питомі реактивні навантаження, обумовлені співвідношенням споживання реактивної й активної енергії при 100-процентному навантаженні двигунів, трансформаторів і при номінальній напрузі в мережі.

Досвід, накопичений енергетичними службами агропромислового комплексу у справі підвищення коефіцієнта потужності, показує, що помітного зниження реактивних навантажень можна добитися шляхом:

- вибору раціонального технологічного процесу, що дозволить установити найбільш сприятливий енергетичний режим устаткування і зменшити розрахунковий максимум реактивного навантаження;
- поліпшення завантаження електродвигунів і силових трансформаторів, обмеження холостих ходів асинхронних двигунів, зварювальних трансформаторів та інших електроприймачів за допомогою відповідних пристроїв;
- заміни або вимикання в період малих навантажень трансформаторів, завантажених менше ніж на 30 відсотків їх номінальної потужності, якщо це допустимо за умовами роботи мережі та електроприймачів;
- заміни асинхронних двигунів, завантажених менше ніж на 60 відсотків, двигунами меншої потужності, якщо це обґрунтовано техніко-економічним розрахунком;
- заміни асинхронних двигунів синхронними при відповідному
- техніко-економічному обґрунтуванні;
- зниження напруги в малозавантажених двигунах напругою до 1 кВ (перемикання статорної обмотки з трикутника на зірку, секціонування ній обмотки, перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів);
- поліпшення якості ремонту електродвигунів, зварювальних трансформаторів та інших електроприймачів, що споживають реактивну потужність.

Застосування компенсуючих пристроїв для зниження споживання реактивної потужності повинно бути підтверджено техніко-економічним розрахунком. З цією метою розроблено директивні документи, у яких визначено нормативи компенсації реактивної потужності залежно від і схеми електропостачання споживача, умови приєднання компенсуючих пристроїв (КП) і режими їхньої роботи, система розрахунків з реактивної потужності тощо.

За показник ступеня компенсації реактивної потужності прийнято реактивну потужність у години максимуму енергосистеми (режим найбільших навантажень). Ця потужність задається енергосистемою кожному споживачу як оптимальна для компенсації, що оправдується техніко-економічною ефективністю в мережах споживачів і енергосистемі. У даний час електропостачальні організації ввели податкову плату за перетікання реактивної потужності для всіх споживачів електроенергії (крім населення), що споживають за місяць не менше ніж 5000 кВт-год.

Втрати енергії в лініях. Питання про пропускну спроможність існуючих сільських мереж і зниження в них втрат з урахуванням росту навантажень вирішується окремо в кожному конкретному випадку.

Для зменшення втрат у лініях широко практикують передачу електроенергії при підвищеній напрузі. З цією метою в більшості випадків діючі лінії електропередачі напругою 6 кВ переводять на напругу 10-20 кВ.

У районах, де проходять системні лінії напругою 110 і 150 кВ, для постачання електроенергії в прилеглі населені пункти доцільно трансформувати напругу безпосередньо з боку 110, 150 кВ. Застосовують також підстанції глибокого вводу з трансформаторами напругою 35/0,4 кВ без проміжних мереж напругою 6-10 кВ. При таких схемах зменшуються витрати проводів і втрати потужності.

З метою зниження втрат електроенергії й економії матеріалу (проводів) радіус дії лінії електропередачі напругою 10 кВ повинен знаходитися в межах 10-15 км, густина навантаження - 200-600 Вт/га при щорічному прирості до семи відсотків. Число ліній розподільних мереж у цьому випадку збільшують до шести; їхня сумарна потужність не більша ніж 2500-3000 кВ А.

Для зменшення втрат електроенергії в мережах низької напруги силові трансформатори розміщують у центрі електричних навантажень. Напругу в сільській мережі доцільно регулювати централізованим способом за допомогою генераторів невеликих станцій; регульованих під навантаженням знижувальних трансформаторів районних підстанцій, що живлять сільські мережі; лінійних регуляторів (автотрансформаторів), що вмикаються в коло окремих ліній з неоднорідним навантаженням.

Встановлені безпосередньо у споживачів розподільні трансформатори напругою 10/0,4 кВ завантажені протягом доби нерівномірно. У нічний час, а іноді й удень вони працюють майже вхолосту. У вечірній час (особливо взимку) спостерігаються піки навантажень, що перевищують номінальну потужність трансформаторів.

При нерівномірному графіку навантажень знижується коефіцієнт корисної дії, збільшуються втрати і зменшується коефіцієнт потужності.

Втрати електроенергії в трансформаторах неминучі, але їх можна знизити до мінімуму правильним вибором потужності, числа трансформаторів і раціонального режиму їх роботи.

Як зазначалося вище, передача електроенергії по проводах супроводжується втратами активної потужності й енергії, що обумовлені нагріванням проводів при проходженні по них струму навантаження, витіканням струму через ізолятори і втратами потужності на корону.

Втрати активної потужності в трифазній лінії електропередачі визначають, кВт:

$$\begin{aligned}\Delta P_a &= 3I^2 R \cdot 10^{-3} \cong 3(I_a^2 + I_p^2) R \cdot 10^{-3} = \\ &= 3(I^2 \cos^2 \varphi + I^2 \sin^2 \varphi) R \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3},\end{aligned}$$

Втрати реактивної потужності в трифазній лінії розраховуються, кВАп:

$$\Delta Q = 3I^2 \cdot x_L \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot x_L \cdot 10^{-3},$$

При використанні формул потужність і напруга повинні бути взяті для однієї і тієї ж точки лінії.

При розрахунку втрат потужності в лінії з декількома навантаженнями або в розгалуженій лінії, для кожної ділянки лінії потрібно визначити лінійні потужності, що, починаючи з останньої ділянки, знаходиться шляхом підсумовування потужності навантаження і втрат потужності на попередній ділянці. Так, для лінії, показаної на рис. 3

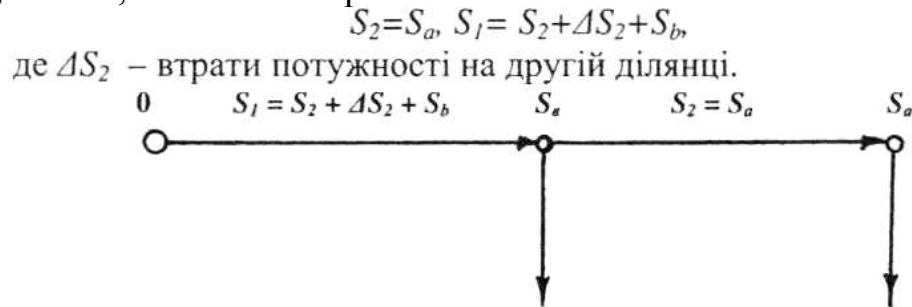


Рис. 3. Схема електричної лінії з кількома навантаженнями

Повні втрати потужності в лінії рівні сумі втрат потужності на всіх ділянках:
 $\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2$

У практичних розрахунках втрати потужності у проводах не враховуються. Тоді для мережі, зображеної на рис. 3:

$$\Delta P = \left(\frac{S_a}{U_n} \right)^2 R_2 + \left(\frac{S_a + S_b}{U_n} \right)^2 R_1$$

Втрати потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням будуть у три рази менші, ніж при тому ж навантаженні, прикладеному на кінці лінії, тобто:

$$\Delta P = I^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U_n^2} R \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta Q = I^2 x_l \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U_n^2} x_l \cdot 10^{-3}.$$

Втрати енергії в лінії визначаються шляхом множення втрат потужності на час їхньої дії. Оскільки навантаження і пов'язані з ним втрати потужності з часом безперервно змінюються, то при визначенні втрат енергії ΔW максимальні втрати потужності ΔP_{max} множаться на час найбільших втрат t , що знаходиться за кривими рис. 4, залежно від часу використання максимуму навантаження T і $\cos \varphi$. Таким чином:

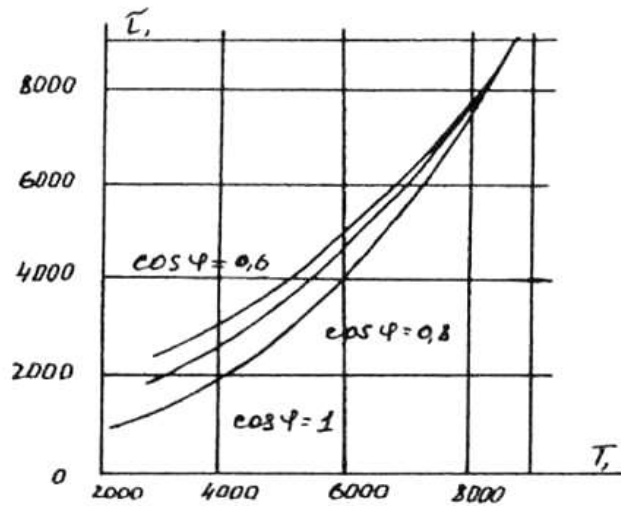


Рис. 4. Залежність часу найбільших втрат (τ) від часу використання максимуму навантаження (T) і $\cos \varphi$

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \text{ Вт} \cdot \text{ год.}$$

Контрольні питання

1. Які основні фактори зумовлюють зростання споживання електроенергії в сільськогосподарському виробництві?
2. Яка частка електроенергії в агропромисловому комплексі витрачається на виробничі потреби та як її подорожчання впливає на собівартість продукції?
3. Які організаційно-технічні заходи розробляються та здійснюються для економії енергоресурсів у сільському господарстві?
4. Яким чином зменшення споживання реактивної потужності сприяє зниженню втрат електроенергії та підвищенню її якості?
5. Які основні фактори зумовлюють зростання споживання електроенергії в сільськогосподарському виробництві?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Єрмолаєв, С. О., Яковлєв, В. Ф. (2006). Експлуатація, і ремонт електрообладнання та засобів автоматизації. Київ: Урожай, 334 с.
2. Петренко А. В. Технології обслуговування та ремонту електричних установок. Частина 1 / А. В. Петренко, С. С. Макаревич // К.: ЦП "Компринт", 2017 – 360 с.
3. Експлуатація електроустановок: Навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель, Б.М. Кінаш, А.Я. Рибалко; Нац. гірн. ун-т, Нац. ун-т "Львів. політехніка". - Д.: НГУ, 2005. - 446 с. — Бібліогр.: с. 438-440.
4. Буряк, В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навчальний посібник / В. М. Буряк. – 2-ге вид., переробл. та випр. – Х. : Тимченко А.М., 2008. – 496 с.
5. Експлуатація повітряних ліній електропередачі: Навч. посіб. для студ. / М.О. Головатюк; Вінниц. держ. техн. ун-т. — Вінниця, 2001. — 129 с
6. Експлуатація кабельних ліній електропередачі: навч. посіб. / М.О. Головатюк, В.О. Леонтьєв, В.А. Видмиш; Вінниц. нац. техн. ун-т. — Вінниця, 2009. — 108 с.
7. Трансформатори. Монтаж, обслуговування та ремонт: навч. посіб. / М.В. Принц, В.М. Цимбалістий. — Л.: Оріяна-Нова, 2007. — 184 с..
8. Експлуатація та діагностування електричних машин і трансформаторів: Навч. посіб. для студ. електромех. спец. вищ. навч. закл. / М.А. Яцун; Нац. ун-т "Львів. політехніка". — Л., 2003. — 179 с.
9. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлєв В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК: Підручник / За ред. С.О. Єрмолаєва. – К.: Мета, 2003. – 543с
10. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. ГДК 34.20.507- 2003: Правила / І.П. Гарбузов (кер.розроб.). — 1.вид., офіц. — К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2003. — 628с.
11. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00-1.21-98: Затв. 09.01.98 №4 / Державний комітет України по нагляду за охороною праці / І.Д. Сорокін (ред.), В.М. Ясинський (відп.викон.). — К., 2004. — 381с.
12. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 "Норми випробування електрообладнання".
13. СОУ-Н ЕЕ 04.404:2006 "Організація експлуатації релейного захисту та автоматики в енергокомпаніях і їх структурних одиницях".
14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Х.: Форт, 2013. — 375с.
15. Правила улаштування електроустановок. - Х.: «Форт», 2009. - 704с.

Савойський Олександр Юрійович
Вольвач Тетяна Сергіївна
Лисенко Віта Василівна

**Технології обслуговування та ремонту енергообладнання та засобів
автоматизації**

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул.Г. Кондратьєва,160

Підписано до друку: травень 2025 р. Формат А5: Гарнітура Times New Roman

Тираж: ____ примірників Замовлення _____ Ум. друк. арк. 3,4
