

М. Т. Лут, О. В. Мірошник, І. М. Трунова

**Основи технічної експлуатації
енергетичного обладнання АПК**

**Навчальний підручник
для студентів вищих навчальних закладів**

Харків, «Факт»

2008

УДК 621.312.004.15:621.311

ББК 31.16

Л86

Затверджено Міністерством освіти і науки
України (лист №1.4/18-п684 від 03.05.2007 р.)

Затверджено до друку вченою радою Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка (протокол № 6 від 22.02.2007 р.)

Рецензенти:

О.Г.Гриб, доктор техн. наук, професор, зав. кафедри електропостачання міст Харківської національної академії міського господарства;

В.С.Федорейко, доктор техн. наук, професор, зав. кафедри машинознавства та комп'ютерної інженерії Тернопільського національного педуніверситету ім. Володимира Гнатюка.

Л86 Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків: Факт, 2008. - 438 с.

ISBN 978-966-637-575-2

Наведено перелік та основні положення нормативної документації з експлуатації енергетичного обладнання, основні положення теорії ймовірностей та математичної статистики, теорії надійності, на яких базується теорія експлуатації техніки, а також основні терміни та визначення щодо експлуатації техніки. Розглянуті основи оптимізації експлуатації енергетичного обладнання, питання приймання в експлуатацію та контролю технічного стану енергетичного обладнання. Значна увага приділена питанням надійності роботи енергетичної системи, раціональної організації технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.

Рекомендується для підготовки фахівців АПК за напрямом „Енергетика та електротехнічні системи в агропромисловому комплексі” (галузь знань „Техніка та енергетика аграрного виробництва”) у вищих навчальних закладах III-IV рівнів акредитації.

ББК 31.16

ISBN 978-966-637-575-2

© Лут М.Т., Мірошник О.В.,
Трунова І.М., 2008

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	10
ПЕРЕДМОВА	11
РОЗДІЛ 1	
енергетика України та експлуатація енергетичного обладнання	12
1.1 Ресурсний потенціал паливно-енергетичного комплексу України.....	12
1.2 Енергетична стратегія України.....	16
1.2.1 Основні напрями розвитку енергетики України ...	16
1.2.2 Стан і перспективи розвитку електропостачальних систем.....	20
1.2.3 Стан і перспективи розвитку електроспоживання.....	23
1.3 Законодавче забезпечення функціонування та розвитку енергетики.....	25
1.4 Сільська енергетика. Стан і перспективи розвитку.....	31
РОЗДІЛ 2	
ПЕРЕДУМОВИ ТЕОРІЇ ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	36
2.1 Структура курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”.....	36
2.2 Методи вивчення курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”.....	38
2.3 Терміни та визначення теорії експлуатації техніки.....	42
2.4 Мета експлуатації енергетичного обладнання та шляхи її досягнення.....	46
2.5 Обов’язки та відповідальність електротехнічного персоналу	48

РОЗДІЛ 3

Нормативна, ТЕХНІЧНА та

експлуатаційна документаЦІЯ..... 57

3.1 Система стандартів з експлуатації техніки.....	57
3.2 Галузева та підгалузева нормативна документація.....	58
3.2.1 Правила улаштування електроустановок.....	59
3.2.2 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.....	60
3.2.3 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.....	61
3.2.4 Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж.....	62
3.2.5 Норми випробування електрообладнання.....	62
3.2.6 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.....	63
3.2.7 Правила користування електричною енергією.....	63
3.2.8 Правила приєднання електроустановок до електричних мереж.....	64
3.2.9 Правила користування тепловою енергією.....	64
3.2.10 Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України.....	64
3.2.11 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води.....	65
3.2.12 Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж.....	66
3.3 Технічна та експлуатаційна документація.....	67

РОЗДІЛ 4

ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ В

АГРОПРОМИСЛОВОМУ КОМПЛЕКСІ..... 75

4.1 Номенклатура енергетичного обладнання.....	75
4.2 Класифікація електротехнічного обладнання за функціональним призначенням.....	76
4.3 Експлуатаційні властивості енергетичного обладнання.....	77
4.4 Умови експлуатації енергетичного обладнання.....	80
4.4.1 Умови електропостачання.....	80
4.4.2 Умови використання.....	80

4.4.3 Умови навколишнього середовища.....	84
4.4.4 Умови обслуговування.....	87
РОЗДІЛ 5	
Основи ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ енергетичного обладнання.....	89
5.1 Раціональний вибір енергетичного обладнання.....	89
5.1.1 Загальні вимоги до енергетичного обладнання.....	90
5.1.2 Вибір енергетичного обладнання за кліматичним виконанням та категорією розміщення.....	91
5.1.3 Принципи обмеження та оптимізації під час вибору енергетичного обладнання.....	94
5.2 Оптимізація навантаження енергетичного обладнання..	99
5.2.1 Оптимізація навантаження електродвигуна	99
5.2.2 Навантажувальна здатність енергетичного обладнання.....	101
5.3 Аналіз економічної ефективності експлуатації енергетичного обладнання.....	105
5.4 Оптимізація технічної експлуатації енергетичного обладнання.....	107
5.5 Підвищення ефективності праці електротехнічного та електротехнологічного персоналу.....	109
РОЗДІЛ 6	
ОСНОВИ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ.....	116
6.1 Основні поняття теорії надійності.....	116
6.1.1 Конструктивна, виробнича та експлуатаційна надійність.....	116
6.1.2 Дефект, пошкодження, відмова, наслідки відмови, відновлення	117
6.2 Закони розподілу випадкових величин у теорії надійності.....	126
6.3 Показники надійності.....	136
6.4 Побудова розрахункових структур надійності.....	142
6.5 Основи аналізу надійності енергетичного обладнання.....	145

РОЗДІЛ 7

НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	150
7.1 Надійність електропостачання.....	150
7.2 Способи забезпечення надійності енергетичного обладнання.....	154
7.3 Оцінка надійності енергетичного обладнання.....	158
7.4 Якість електричної енергії.....	162
7.4.1 Показники та норми якості електричної енергії.....	163
7.4.2 Вплив несиметрії напруг та несинусоїдності напруги на показники роботи енергетичного обладнання.....	166
7.4.3 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи асинхронних електродвигунів.....	167
7.4.4 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи електротермічних установок.....	170
7.4.5 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи світлотехнічних установок.....	171
7.4.6 Вплив відхилень напруги на ефективність технологічних процесів сільськогосподарського виробництва.....	173
7.4.7 Контроль та обробка результатів контролю якості електричної енергії.....	174
7.4.8 Методи та засоби забезпечення якості електричної енергії.....	182

РОЗДІЛ 8

КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	185
8.1 Основні поняття технічної діагностики.....	185
8.2 Технології технічного діагностування енергетичного обладнання	189
8.2.1 Вибір діагностичного забезпечення та контрольованих параметрів.....	190
8.2.2 Мінімальний діагностичний тест.....	193
8.2.3 Основні методи пошуку дефектів та пошкоджень технічних об'єктів.....	196
8.2.4 Ефективність технічного діагностування.....	202

8.2.5 Прогнозування технічного стану виробів.....	205
8.3 Випробування енергетичного обладнання.....	208
8.3.1 Основні поняття щодо випробувань енергетичного обладнання.....	208
8.3.2 Випробування електрообладнання.....	212
8.3.3 Випробування теплових установок і мереж.....	217
8.3.4 Випробування систем газопостачання і газоспоживчого обладнання	221
8.4 Організація контролю технічного стану енергетичного обладнання АПК.....	223

РОЗДІЛ 9

ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

ІЗОЛЯЦІЇ СТРУМОВІДНИХ ЧАСТИН

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	228
9.1 Фізична сутність та схема заміщення ізоляції.....	228
9.2 Вимірювання електричного опору ізоляції постійному струмові.....	231
9.3 Визначення коефіцієнта абсорбції.....	235
9.4 Ємнісні методи оцінки стану ізоляції.....	236
9.5 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.....	242
9.6 Випробування ізоляції підвищеною напругою.....	249
9.7 Вимірювання струму витікання через ізоляцію.....	256

РОЗДІЛ 10

ПРИЙМАННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ

ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК.....	262
10.1 Приймання електроустановок в експлуатацію та допуск на їх підключення до електричних мереж.....	262
10.2 Допуск до експлуатації теплових установок та мереж	274
10.3 Приєднання споживачів природного газу до магістральних газопроводів (відводів) та газових мереж населених пунктів.....	280

РОЗДІЛ 11

ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ

ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	283
--------------------------------------	------------

11.1 Види та методи технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.....	283
11.1.1 Ретроспектива виникнення і розвитку систем технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.....	283
11.1.2 Технічне обслуговування та ремонт техніки в економічно розвинутих країнах.....	285
11.1.3 Види та методи технічного обслуговування та ремонту вітчизняної техніки.....	287
11.2 Енергослужба, організація навчання персоналу.....	289
11.3 Організація технічного обслуговування та ремонту електрообладнання за Системою ПЗРЕсг.....	297
11.3.1 Основні положення Системи ПЗРЕсг.....	297
11.3.2 Розрахунок річної трудомісткості технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.....	300
11.3.3 Визначення річної потреби в запасних частинах та витратних матеріалах.....	307
11.4 Визначення місця розташування енергослужби	310
11.5 Визначення штатної чисельності персоналу енергослужби	314
11.6 Структура енергослужби.....	316
11.7 Складання річного графіка технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.....	318
11.8 Обсяги та технології технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.....	321
11.8.1 Технічне обслуговування енергетичного обладнання у разі використання за призначенням.....	321
11.8.2 Ремонт енергетичного обладнання.....	324
11.8.3 Збереження енергетичного обладнання.....	327
11.8.4 Ремонтно-обслуговуюча база енергослужби.....	328
11.9 Стратегія технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання АПК.....	331
11.10 Контроль якості технічної експлуатації енергетичного обладнання.....	335

ДОДАТОК А

Рекомендовані ГОСТ 2.601 форми записів в експлуатаційних документах.....	342
--	-----

ДОДАТОК Б	
Форми документів, необхідних в експлуатації енергетичного обладнання.....	348
ДОДАТОК В	
Довідкові дані щодо умов експлуатації та вибору енергетичного обладнання.....	361
ДОДАТОК Д	
Додаткові дані щодо оцінки надійності роботи енергетичної системи.....	366
ДОДАТОК Е	
Довідкові дані щодо контролю технічного стану енергетичного обладнання.....	395
ДОДАТОК Ж	
Документація для приєднання електроустановок (теплових установок) до електричних (теплових) мереж.....	402
ДОДАТОК З	
Довідкові дані щодо технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання АПК.....	415
АБЕТКОВИЙ показчик	428
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	431

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне вмикання резервного живлення	НКРЕ - Національна комісія регулювання електроенергетики
АД – асинхронний електродвигун	ОЕС – об’єднана енергосистема
АЕС – атомна електростанція	ОРЕ – оптовий ринок електричної енергії
АПВ – автоматичне повторне вмикання	ПЕК - паливно-енергетичний комплекс
АПК – агропромисловий комплекс	ПР – поточний ремонт
ВРХ – велика рогата худоба	ПТЕ – Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
ГЕС - гідроелектростанція	ПТЕ ТУ і М – Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж
ГКД - галузевий керівний документ	РЗА – релейний захист та автоматика
ДБН - державні будівельні норми	РП – розподільний пристрій
ДНАОП - державний нормативний акт з охорони праці	Система ПЗРЕсг - Система планово-запобіжного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання сільськогосподарських підприємств
ДСТУ – державний стандарт України	СТОІРТО – Система технічного обслуговування і ремонту тепло-технічного обладнання.
ЄСПЗР - Єдина система планово-запобіжного ремонту та раціональної експлуатації технологічного обладнання машинобудівельних підприємств	Система ТОР ЕО - Система технічного обслуговування та ремонту обладнання енергогосподарств промислових підприємств
КВП – контрольно-вимірювальні прилади	ТЕС – тепла електростанція
ККД – коефіцієнт корисної дії	ТО – технічне обслуговування
КР – капітальний ремонт	ТУ – технічні умови
КТП – комплектна трансформаторна підстанція	у.о.е. – умовна одиниця електрообладнання
ЛР – лампа розжарення	у.п. – умовне паливо
ЛЛ – люмінесцентна лампа	
МДТ – мінімальний діагностичний тест	
НАПБ - нормативний акт з пожежної безпеки	
НЕП – Національна енергетична програма	

ПЕРЕДМОВА

Головне завдання курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” – вивчення теоретичних основ та питань організації технічної експлуатації енергетичного обладнання, що дасть можливість майбутнім фахівцям застосовувати науковий підхід до вирішення майбутніх задач з підвищення ефективності експлуатації енергетичного обладнання АПК на основі сучасних методик та технологій.

Тривалий час положення про експлуатацію енергетичного обладнання АПК були наслідком досвіду сільських електриків або позичалися з промисловості. Але за умов зростання ролі експлуатації енергетичного обладнання і появи нових задач, які неможливо вирішити на емпіричній основі, з’явилася необхідність розробки теорії експлуатації енергетичного обладнання, яка базується на таких дисциплінах як теоретичні основи електротехніки, електротехнічні матеріали, теорія ймовірностей, математична статистика, основи теорії надійності електричних систем.

На шляху інтеграції вищої освіти України до європейського освітнього простору саме знання фундаментальних наук, на яких базується курс “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”, є найбільш позитивною відміною освіти випускників українських вищих навчальних закладів. Вміння застосовувати ці знання у розв’язанні практичних задач експлуатації енергетичного обладнання, зокрема енергетичного обладнання АПК, дозволить майбутнім фахівцям бути конкурентоспроможними на сучасному ринку праці.

РОЗДІЛ 1

енергетика України та експлуатація енергетичного обладнання*

Енергетика – галузь господарства, науки і техніки, яка охоплює енергетичні ресурси, виробництво, передавання, перетворення, акумулювання, розподіл та споживання різних видів енергії.

Енергетична система – сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, з'єднаних між собою і зв'язаних загальним режимом у безперервному процесі виробництва, перетворення й розподілення електричної енергії та тепла за умови загального керування цим процесом.

Енергетична установка - пристрій, безпосередньо призначений для одержання, перетворення, транспортування і кінцевого використання первинних чи утилізації вторинних енергетичних ресурсів.

1.1 Ресурсний потенціал паливно-енергетичного комплексу України

Рівень розвитку енергетики має визначальний вплив на стан економіки в державі, на вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людей. Основою енергетики є джерела енергії та енергетичні ресурси.

Джерело енергії – це речовина, енергетичний потенціал якої достатній для перетворення в інші види з метою наступного

* Використані джерела [12,14,15,24,25,35,49,68,84]

ефективного та доцільного використання. Енергетичний потенціал виражається у джоулях (Дж) та кіловат-годинах (кВт-год), їх співвідношення: $1\text{кВт-год} = 3600\text{ кДж}$.

Умовне паливо (у.п.) – це єдиний еквівалент для всіх видів палива за теплою згорання. Розрахункова теплота згорання 1 кг твердого (або 1 м³ газоподібного) у.п. дорівнює 29,308 МДж/кг (7000 ккал).

Енергетичний ресурс – паливо чи енергія різних видів та параметрів, що використовуються або можуть бути використані в промисловості.

Первинні енергетичні ресурси – ресурси, що є результатом природних процесів. Їх енергетичний потенціал не залежить від діяльності людини. Первинні енергетичні ресурси поділяються на поновлювані і непоновлювані:

- *поновлюваний енергетичний ресурс* – природний енергетичний ресурс, який постійно поповнюється внаслідок природних процесів (вітер, водні ресурси, геотермальні джерела, рослини продукти біологічної діяльності на Землі, енергія Сонця);

- *непоновлюваний енергетичний ресурс* – природний енергетичний ресурс, що створений внаслідок геологічного розвитку Землі та інших природних процесів і який не поповнюється (вичерпується) у нинішню геологічну епоху (викопні горючі речовини, уран, торій).

Вторинні енергетичні ресурси – енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, який утворюється в технологічних агрегатах (установках, процесах) і не використовується в самому агрегаті, але може бути частково чи повністю використаний для енергопостачання інших агрегатів (установок, процесів). Це гарячі відходи промислових підприємств і теплових станцій у вигляді газів, пари та води; скидна теплота компресорних станцій магістральних газопроводів у вигляді газів, пари та води; нагріті вентиляційні викиди; відходи сільськогосподарського виробництва тощо.

Нині понад усе використовують ресурси органічних палив (до 90% всіх енергетичних ресурсів, що використовуються).

В таблиці 1 приведені дані щодо світових непоновлюваних ресурсів, в таблиці 2 – дані щодо поновлюваних ресурсів.

Таблиця 1 – Непоновлювані енергетичні ресурси

Вид енергетичного ресурсу	Прогнозований загальногеологічний запас, млрд. т у.п.	Розвіданий запас		Країни
		млрд. т у.п.	% від загального	
1. Кам'яне та буре вугілля	6000-15000	600-680	5-10	90% в Україні, Росії, США та КНР
2. Нафта	280-515 230(глибоководна морська та арктична)	130-131 -	25-46 -	Саудівська Аравія, Росія, Норвегія, Азербайджан та ін.
3. Природний газ	180-315	80-160	40-55	Країни СНД - 40%; Близький Схід –25%; Північна Америка-10%
4. Уран (U235)	155	66	43	Канада, ЮАР, США, Намібія, Нігерія, Франція, країни СНД

Таблиця 2 – Поновлювані енергетичні ресурси (енергетичний потенціал прийнятий рівним строку їх використання протягом 100 років)

Вид енергетичного ресурсу	Енергетичний потенціал
1. Гідроенергія річок	(1,85-2,12)·10 ²³ Дж/рік
2. Біопаливо	8·10 ¹² т/рік (деревина, сільськогосподарські та інші відходи);
3. Сонячна енергія	0,06-10 ¹¹ т/рік (рослинна маса в океані) 4,35·10 ²⁷ Дж/рік
4. Енергетичний потенціал вітру	1,1·10 ²⁸ Дж/рік
5. Енергетичний потенціал хвиль океану	1,72·10 ²⁸ Дж/рік
6. Геотермальні енергетичні ресурси	7,42·10 ²⁸ Дж/рік

Паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК) є складною міжгалузевою системою видобування та виробництва палива і енергії, їх транспортування, розподілу і використання. Він є базовим комплексом для будь-якої держави.

Від розвитку ПЕК залежать темпи, масштаби та техніко-економічні показники усього виробництва, зокрема промисловості, сільського господарства, транспорту. Досягнуті рівні видобування та споживання енергетичних ресурсів є основою багатьох територіально-виробничих комплексів, які визначають спеціалізацію цих комплексів за енергоємними виробництвами.

За розрахунками науковців Україна може забезпечити свої потреби власним видобутком *нафти* на 25 - 35 % та *газу* на 50 - 60 %. Але основний органічний енергоносіє у нашій державі - *вугілля* (кам'яне та буре). Процентне співвідношення від загальних геологічних запасів кам'яного та бурого вугілля в Україні відповідно 94,5 % та 5,5 %. За загальними оцінками у надрах України може бути зосереджено до 300 млрд. т вугілля. Якщо за даними західних експертів світових запасів нафти та газу вистачить на 80 - 90 років, вугілля - на 350 років, то вітчизняних запасів вугілля Україні вистачить на 400 років. Це дає можливість розглядати сучасну вугільну енергетику як пріоритетну, а вугілля - як основний енергетичний ресурс України. Реальний щорічний потенціал галузі оцінюється в 100 млн. т вугілля. При теплотворних властивостях 4500 - 5000 ккал/кг (18,7 - 20,8 МДж/кг) такі обсяги видобування еквівалентні 64,3 - 71,4 млн. т у. п., що складає 21,4 - 23,8% загальних потреб країни в енергетичних ресурсах. Зараз і в перспективі вугілля буде займати провідне місце у виробництві енергетичних ресурсів нашої держави.

Україна є державою, що активно використовує в своїй енергетиці *ядерне паливо*. Майже половина електроенергії в країні виробляється на атомних електростанціях (АЕС). Останнім часом споживання урану атомною енергетикою країни складає майже 2,5 тис. т щорічно. Тому сталий розвиток атомної енергетики України неможливий без використання наявної сировинної бази, перш за все урану. Для цього Україна має досить достатні поклади урану (наприклад, розвідані та попередньо оцінені ресурси урану в Кіровоградській області складають понад

100 тис. т, з яких близько половини оцінюються як високорентабельні; додатковою сировинною базою урану можуть бути запаси і ресурси родовищ урану, що розташовані у межах Дніпровською буровугільного басейну тощо).

Важливими потенційними ресурсами *нетрадиційних поновлюваних джерел енергії* є: гідроресурси; вітроенергетика; сонячна та геотермальна енергія; біогаз; утилізація відходів. Загальний технічно можливий потенціал нетрадиційних поновлюваних джерел енергії нашої держави складає близько 78 млн. т у. п. на рік (100 %), який за напрямками використання розподіляється таким чином: вітроенергетика – 24,6 млн. т у. п. (31,4%), мала гідроенергетика - 2,24 млн. т у. п. (2,865%), сонячна енергетика - 4,92 млн. т у. п. (6,292%), біоенергетика - 21,2 млн. т у. п. (27,11%), штучні горючі гази та метан шахтних родовищ - 13,2 млн. т у. п. (16,88%), інші напрямки використання джерел енергії (геотермальна енергетика, ріпакова олія, спирти, водопаливні емульсії, техногенні родовища, гумові відходи) - 12,03 млн. т у. п. (15,38%).

Можна стверджувати, що за власним паливно-енергетичним потенціалом Україна знаходиться не в найгіршому стані порівняно з більшістю країн Європи, однак ефективність його використання значно нижча середньосвітового рівня. Незадовільна інвестиційна та технічна політика в паливно-енергетичному секторі України в колишньому СРСР, низькі обсяги геологорозвідувальних робіт, бездумне спустошення надр призвели до того, що в наш час Україна є одним із найбільших у світі імпортерів палива.

1.2 Енергетична стратегія України

1.2.1 Основні напрями розвитку енергетики України

Перспективний розвиток ПЕК України - це узгоджений з вимогами економіки держави розвиток енергетики, зменшення питомої ваги енергетики в загальній структурі господарських комплексів, мінімізація збитків, яких зазнає навколишнє приро-

дне середовище від діяльності енергетичних об'єктів. В 2006 році Кабінетом Міністрів України була схвалена *Енергетична стратегія України на період до 2030 року та подальшу перспективу*, в якій визначені такі основні завдання:

- інтеграція об'єднаної енергосистеми України в європейську з послідовним збільшенням експорту енергії; зміцнення позиції України як держави — транзитера нафти й газу;
- створення умов для постійного та високоякісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- підвищення рівня енергетичної безпеки держави; зниження рівня енергоємності виробництва;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля.

Основою енергетичної політики і головною стратегічною метою є енергетична незалежність, яка безпосередньо гарантує безпеку держави.

Найвищим пріоритетом Енергетичної стратегії України є забезпечення максимально ефективного розвитку енергетики для підвищення якості життя населення країни до рівня кращих світових стандартів. У зв'язку з цим метою Енергетичної стратегії є визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного, ефективного та сталого функціонування енергетичного сектора.

У відповідності з цим в Енергетичній стратегії визначаються шляхи вирішення низки проблем в енергетиці: раціонального забезпечення країни паливно-енергетичними ресурсами, стабільного енергозабезпечення всіх сторін життєдіяльності суспільства, суттєвого підвищення рівня енергетичної ефективності, зменшення впливу енергетики на оточуюче середовище. Усе це забезпечить високі життєві стандарти громадян України.

Зазначені цілі та пріоритети Енергетичної стратегії України визначають, по суті, перехід енергетики України на прийняту у світі якісно нову модель сталого розвитку і враховують інші сучасні тенденції розвитку енергетики, перш за все глобалізацію енергетичних процесів

Для виходу енергетики країни з кризового стану необхідно здійснити невідкладні та першочергові заходи з покращання

технічного стану енергетичних підприємств: забезпечити працездатний стан та ефективне використання існуючих виробничих потужностей за рахунок регламентних ремонтних робіт, суворого дотримання технологічної дисципліни; забезпечити оновлення та подовження термінів роботи основних фондів шляхом реконструкції, модернізацію обладнання та відбудовних ремонтів; більш рішучо проводити інформатизацію енергетичного комплексу; покласти край розкраданню енергоносіїв та елементів устаткування шляхом впровадження ефективних систем обліку й контролю на всіх технологічних стадіях — виробництво, транспортування, споживання. Ці загальні вимоги повинні бути конкретизовані та адаптовані до умов кожної з енергетичних галузей.

Стратегія передбачає зростання національної економіки згідно трьох сценаріїв розвитку (песимістичний, вірогідний (базовий), оптимістичний). За базовим сценарієм виробництво ВВП у 2010 р. становитиме біля 80% від його рівня в 1990 р. та в 2030 р. — біля 200%.

Рівні споживання паливно-енергетичних ресурсів визначені згідно прийнятих сценаріїв. За базовим сценарієм споживання в 2010 та 2030 р.р. відповідно становить: електроенергія — 190,1 та 352,6 млрд. кВт-год; тепло — 391 та 452 млн. Гкал; вугілля товарне — 123,1 та 180,6 млн. т, газ — 75,1 та 116,4 млрд. куб. м, моторне паливо — 32,6 та 48,5 млн. т у.п., інше паливо — 0,85 та 1,86 млн. т у.п.

Шлях розвитку ПЕК України було визначено також в *Національній енергетичній програмі* (НЕП) України до 2010 року.

В період до 2010 р. згідно з НЕП України передбачаються реконструкція та модернізація електростанцій загальною потужністю 35,3 млн. кВт, що дозволить на 2,7 млн. кВт збільшити їх встановлені потужності. Будуть введені нові потужності в обсязі 21,2 млн. кВт та виведено з експлуатації 6,1 млн. кВт потужностей. Із 32,4 млн. кВт встановлених потужностей ТЕС згідно з НЕП планується реконструювати 22,5 млн. кВт. З експлуатації буде виведено обладнання встановленою потужністю 3,1 млн. кВт, введення нових потужностей складатиме 8,5 млн. кВт.

Реконструкція теплоенергетики (збільшення ресурсу діючого обладнання пиловугільних ТЕС, впровадження нових технологій спалювання вугілля) дозволить зменшити використання

природного газу (за п'ять років потреби у газі скоротяться на 50 - 60 %, тобто на 8 - 9 млрд. м³ за рік), зменшити викиди в атмосферу до 18 тис. т, оксидів сірки - до 100 тис. т, оксидів азоту - до 40 - 50 тис. т. Термін дії ТЕС може бути подовжений до 20 років.

У атомній енергетиці буде реконструйовано 10 млн. кВт встановленої потужності. Планується введення нових реакторів загальною встановленою потужністю 5,0 млн. кВт, а виведено з експлуатації 3,0 млн. кВт встановленої потужності.

Розроблено проекти поетапної реконструкції українських гідроелектростанцій (ГЕС). Перший етап реконструкції згідно з НЕП України повинен був завершитися до 2001 р. з частковою заміною агрегатів на всіх восьми ГЕС. Із існуючих нині 4700 МВт потужностей електростанцій на 1100 МВт планувалася модернізація для збільшення загальної потужності на 130 МВт. Другий етап реконструкції охоплює інші потужності ГЕС і дозволить збільшити їх на 338 МВт, що рівноцінно будівництву однієї ГЕС типу Київської. Реконструкція ГЕС дозволить також ліквідувати періодичні викиди масел у водоймища та покращити екологічний стан навколишнього природного середовища.

Оскільки Україна взяла на себе міжнародні зобов'язання по зменшенню викидів шкідливих речовин у атмосферу, то це обумовлює введення жорстких нормативів викидів і зобов'язує приймати радикальні заходи з метою суттєвого зменшення забруднення навколишнього середовища об'єктами ПЕК. Закордонний досвід підтверджує, що не існує технічних проблем для того, щоб зробити ідентичними екологічні характеристики на вугільних та газових ТЕС.

Для підвищення ефективності електромереж передбачається використання кабельних ліній 110 - 330 кВ з полімерною ізоляцією, елегазового обладнання закритих підстанцій, впровадження новітніх засобів релейного захисту та автоматики тощо.

Для успішного розвитку енергетики країни фахівцями галузі визначені найбільш важливі задачі і проблеми, які являють собою невідкладні турботи сьогодення енергетичних підприємств та ПЕК в цілому, позбавляють їх можливості нормального функціонування. Ефективне вирішення невідкладних задач поточного моменту, дає можливість розпочати розв'язання стратегічних довгострокових задач функціонування та розвитку енер-

гетики, передбачених НЕП. Наприклад, удосконалення структури енергоспоживання є одним з невідкладних заходів щодо забезпечення надійності енергозабезпечення, бо в Україні частка використання природного газу в паливно-енергетичному балансі значно більша за цей показник у США та Великій Британії, які багаті на цей енергетичний ресурс, а звідси виникає загроза енергетичній незалежності нашої країни.

Але, насамперед, невідкладні заходи щодо забезпечення надійності роботи енергетичної системи стосуються *проблем експлуатації енергетичного обладнання*.

В першу чергу, це невідкладні заходи з покращення *технічного стану енергетичних підприємств*. Серед заходів цього класу існують такі, що мають безпосереднє відношення відразу до всіх галузей ПЕК. На всіх енергетичних підприємствах необхідно забезпечити працездатний стан існуючих виробничих потужностей та ефективно їх використання за рахунок своєчасного проведення регламентованих ремонтних робіт, суворого дотримання технологічної дисципліни. Необхідно забезпечити оновлення та подовження терміну служби основних фондів за рахунок проведення робіт з реконструкції (модернізації) обладнання та ремонтів із заміною найбільш зношених вузлів і деталей, необхідне відновлення матеріальної бази та стабілізації діяльності енергетики.

1.2.2 Стан і перспективи розвитку електропостачальних систем

Виробництво електроенергії в Україні здійснюють: генеруючі компанії; ТЕС та малі гідравлічні станції обласних енергопостачальних компаній; самостійні ТЕС – ліцензіати з виробництва електроенергії; орендовані енергоблоки; промислові ТЕС – ліцензіати з виробництва електроенергії, які працюють паралельно з об'єднаною енергосистемою (ОЕС) України; промислові ТЕС – ліцензіати з виробництва електроенергії, які працюють відокремлено від ОЕС України. Загальна встановлена потужність всіх електростанцій України складає приблизно 51 000 МВт. Загальна довжина повітряних ліній електропередавання в Україні складає біля 1 млн. км, з них приблизно 7 % лінії електропередавання напругою 35 кВ; приблизно 36 % - напругою 20-3

кВ; приблизно 51 % - напругою 0,4 кВ, інші – напругою понад 35 кВ.

Основна частина електроенергії, що споживається в Україні, забезпечується обласними енергопостачальними компаніями. В постачанні електроенергії приймають також участь ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом, які виконали процедуру вступу до оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) і стали його членами, а також ліцензіати за нерегульованим тарифом, які також належним чином оформили своє членство в ОРЕ.

Електропостачальна організація - це суб'єкт підприємницької діяльності, який отримав ліцензію Національної комісії регулювання електроенергетики (НКРЕ) України на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії та приєднався до договору ОРЕ. Вона здійснює постачання електричної енергії за регульованим або за нерегульованим тарифом відповідно до ліцензії НКРЕ.

Електропередавальна організація - це суб'єкт підприємницької діяльності, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, а також електропостачальники за регульованим тарифом, що здійснюють свою діяльність на закріпленій території.

Постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом – надання електричної енергії споживачам за допомогою електроустановок електропередавальної організації, яке здійснює постачальник електричної енергії, за цінами, що визначаються відповідно до договору купівлі-продажу електричної енергії із споживачем.

Постачання електричної енергії за регульованим тарифом – надання електричної енергії споживачам за допомогою власних електроустановок ліцензіата з постачання електричної енергії за регульованим тарифом на підставі договору за тарифами, які формуються відповідно до умов та правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом.

Всі обласні компанії (Обленерго) є водночас електропостачальними і електропередавальними організаціями і мають на ці види діяльності відповідні ліцензії НКРЕ. Всі Обленерго незалежно від форм власності здійснюють постачання електроенергії виключно за регульованим тарифом.

Електропостачальні організації, за винятком Обленерго та деяких інших, називають ще незалежними постачальниками.

Користування електричною енергією здійснюється на підставі договору про приєднання до місцевої (локальної) електромережі, що укладається між споживачем і електропередавальною організацією, до мереж якої приєднані електроустановки споживача, і договору про постачання електричної енергії, що укладається між електропостачальною організацією і споживачем електричної енергії.

Електропостачальна організація зобов'язана забезпечити безперервне постачання електричної енергії споживачу, а також повинна належним чином виконувати свої договірні зобов'язання перед електропередавальною організацією, яка безпосередньо здійснює передачу електричної енергії до мереж, щодо своєчасної і повної оплати за передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, узгодження з електропередавальною організацією режимів споживання електричної енергії споживачів та диспетчерського управління, дотримання параметрів якості електричної енергії.

Стратегічні напрями щодо розвитку електропостачальних систем:

- впровадження ефективних систем обліку енергоносіїв на всіх стадіях (виробництво, транспортування, споживання);
- подовження терміну служби вугільних енергоблоків ТЕС та їх підтримка у працездатному стані;
- підтримка у працездатному стані системоутворюючих та розподільчих мереж, підстанцій;
- широке впровадження сучасних комунікацій, систем збору та обробки інформації, управління, захисту;
- комплексний аналіз безпеки діючих енергоблоків АЕС та тих, що споруджуються; запровадження міжнародної си-

стеми їхнього ліцензування та реалізації програм модернізації діючих енергоблоків з метою підвищення безпеки та надійності їх експлуатації;

- забезпечення потреб в енергетичному та електротехнічному обладнанні за рахунок поставок в основному з вітчизняних заводів, а також за рахунок розширення зовнішньоекономічних зв'язків та створення спільних підприємств;
- скорочення шкідливих викидів, поліпшення стану повітряного та водного басейнів.

1.2.3 Стан і перспективи розвитку електроспоживання

Спад виробництва наприкінці ХХ сторіччя був основною причиною скорочення електроспоживання економіки України на 36,4 % - з 270,0 до 171,8 млрд. кВт·год. З 2001 року в Україні почалося поступове підвищення електроспоживання, що свідчить про поступовий вихід країни з економічної кризи.

Скорочення витрат електроенергії супроводжувалось зниженням ефективності її використання. За період з 1990 до 1997 р. суттєво зросли питомі витрати електроенергії на виробництво багатьох видів продукції. Так, з 1990 до 1998 р. витрати електроенергії на переробку нафти зросли з 27,3 до 57,3 кВт·год/т, видобуток вугілля - з 81,9 до 113,0 кВт·год/т, видобуток залізної руди - з 98,6 до 127,5 кВт·год/т, на виробництво киснево-конверторної сталі - з 30,0 до 45,7 кВт·год/т, електросталі - з 788,2 до 826,5 кВт·год/т, прокату чорних металів - з 97,3 до 117,2 кВт·год/т тощо. Але з 1997 р. намітилась тенденція поступового зниження питомих витрат електроенергії для окремих видів продукції.

Основними причинами нераціонального використання електроенергії є загальний спад виробництва, його низький технічний, технологічний та організаційний рівень, недосконала структура та низький ККД встановленого обладнання, недостатнє використання автоматизованих систем управління технологічними процесами, автоматизації тощо.

При прогнозуванні науковцями рівнів споживання електроенергії враховуються показники динаміки ВВП та його струк-

тура; напрями розвитку галузей і окремих енергоємних виробництв; вплив на рівні електроспоживання енергозберігаючих заходів, що спрямовані на підвищення ефективності використання електроенергії, а також факторів, що зумовлюють поглиблення загального рівня електрифікації (продуктивність праці, умови праці і побуту тощо).

Найбільшим споживачем електроенергії серед галузей економіки України є *промисловість*. В цілому електроспоживання промисловості України в 2010 р. залежно від напрямів розвитку її галузей та впровадження енергозберігаючих заходів оцінюється у розмірі 130,8 - 131,7 млрд. кВт·год.

Наступний етап розвитку *сільськогосподарського виробництва* буде характеризуватись розширенням масштабів використання електроенергії у виробничих процесах, переходом до комплексної електромеханізації та автоматизації. Технічною базою таких змін залишається електропривод. Основними напрямками раціоналізації споживання електроенергії в сільськогосподарському виробництві будуть впровадження нових енергозберігаючих технологій та економічного обладнання, налагодження обліку та контролю за витратами електроенергії, а також економічні та правові фактори. Електроспоживання сільськогосподарського виробництва оцінюється в 2010 р. у розмірі 18,2 млрд. кВт·год.

Подальший розвиток *будівництва* буде спрямовано на зміну структури виробництва, введення в дію нових виробничих потужностей та реконструкцію діючих підприємств, збільшення житлового фонду та розширення міської інфраструктури. Потреба будівництва в електроенергії прогнозується у 2010 р. в розмірі 3,2 млрд. кВт·год.

Перспективна потреба в електроенергії *транспортної системи* країни визначається обсягами доставки вантажів із місць виробництва до місць їх споживання залізничним та магістральним транспортом, а також перевезення пасажирів, у тому числі і міським електротранспортом. Незважаючи на те, що багаточисельні технологічні операції та трудомісткі процеси в країні механізовані та автоматизовані, технології перевезення потребують вдосконалення, оскільки вони не відповідають світовим стандартам. В цілому потреба транспортної системи в енергоносіях у 2010 р. залежно від напрямів її розвитку та реалізації заходів

енергозбереження оцінюється в розмірі 14,2 – 14,4 млрд. кВт·год.

Серед галузей економіки за обсягами використання електроенергії друге місце займають *житлово-комунальне господарство та суспільний сектор* економіки (заклади освіти, культури, охорони здоров'я тощо). Формування потреби в електроенергії житлової сфери, комунального господарства, закладів та підприємств суспільного сектора зумовлюється інженерним обладнанням та благоустроєм міських та сільських населених пунктів, їх плануванням, забудовою, конструктивним і технічним рішенням будинків, особливостями організації побуту в сім'ях, їх забезпеченістю електропобутовими засобами, обсягами послуг тощо. Зростання електроспоживання житлового сектора пояснюється збільшенням витрат електроенергії на освітлення, використанням електропобутових приладів відповідно до потреб населення. В цілому в житлово-комунальному господарстві та суспільному секторі потреба в електроенергії до 2010 р. зросте до 57,8 - 58,1 млрд. кВт·год.

Електроспоживання економіки України залежно від напрямів її розвитку та реалізації політики енергозбереження оцінюється в 2010 р. в межах 244,9 - 246,6 млрд. кВт·год. При цьому передбачаються зміни в структурі електроспоживання: скорочення питомої ваги втрат електроенергії в мережах загального користування при одночасному зростанні частки електроспоживання галузей - виробників товарів та послуг.

1.3 Законодавче забезпечення функціонування та розвитку енергетики

Закони – це основні нормативно-правові документи, які регулюють правові аспекти в будь-якій галузі господарства. Закони України приймаються Верховною Радою держави.

Закон України “Про електроенергетику” визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, забезпеченням енер-

гетичної безпеки України, конкуренцією та захистом прав споживачів і працівників галузі.

Закон встановлює ряд термінів, що стосуються електроенергетики і зокрема ринку електроенергії. Визначається сфера дії Закону, якою є відносини, що виникають у зв'язку з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, державним наглядом за безпечним виконанням робіт на об'єктах електроенергетики незалежно від форм власності, безпечною експлуатацією енергетичного обладнання і державним наглядом за режимами споживання електричної і теплової енергії.

Закон визначає *принципи державної політики в електроенергетиці*:

- державне регулювання діяльності в електроенергетиці;
- створення умов безпечної експлуатації об'єктів електроенергетики;
- забезпечення раціонального споживання палива і енергії;
- додержання єдиних державних норм, правил і стандартів всіма суб'єктами відносин, пов'язаних з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії;
- створення умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики;
- підвищення екологічної безпеки об'єктів електроенергетики;
- забезпечення захисту прав та інтересів споживачів енергії;
- збереження цілісності та забезпечення надійного і ефективного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно-технологічного) управління нею;
- сприяння розвитку конкурентних відносин на ринку електроенергії;
- забезпечення підготовки кадрів високої кваліфікації для електроенергетики;
- створення умов для перспективних наукових досліджень;
- забезпечення стабільного фінансового стану електроенергетики;
- забезпечення відповідальності енергопостачальників та споживачів.

Закон визначає компетенцію органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування в електроенергетиці.

Державне управління в електроенергетиці здійснюють органи виконавчої влади, уповноважені Кабінетом Міністрів України.

Державний нагляд в електроенергетиці здійснюють Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж та Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії у порядку, встановленому Кабміном України та інші органи, визначені законодавством України.

Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж здійснює нагляд за додержанням вимог технічної експлуатації електричних станцій і мереж, вимог технічної експлуатації енергетичного обладнання об'єктів електроенергетики, підключених до ОЕС України.

Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії здійснює нагляд за електричними і тепловикористовуючими установками та тепловими мережами споживачів.

За Законом державні інспектори з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії мають право:

- безперешкодного доступу до електричних і тепловикористовуючих установок та теплових мереж споживачів;
- отримувати від споживачів інформацію, необхідну для використання покладених на них завдань, відповідно до нормативно-правових актів;
- давати споживачам обов'язкові для виконання приписи про усунення порушень нормативно-правових актів;
- давати споживачам приписи про приведення засобів обліку, контролю та регулювання споживання електричної і теплової енергії у відповідність з нормами, правилами і стандартами в електроенергетиці;
- надсилати власникам об'єктів споживача подання про невідповідність займаній посаді працівника електротех-

- нічного профілю, який своєчасно не пройшов перевірку знань з електробезпеки та експлуатації струмоприймачів;
- вимагати від споживачів додержання встановлених нормативно-правовими актами режимів споживання електричної і теплової енергії;
 - надавати приписи щодо неприпустимості проведення експлуатації електричних і тепловикористовуючих установок споживачів, якщо це створює загрозу обслуговуючому персоналу і здоров'ю населення;
 - застосовувати в установленому законодавством України порядку санкції до суб'єктів господарської діяльності за порушення нормативно-правових актів.

Місцеві органи виконавчої влади та органи місцевого самоврядування наділяються Законом повноваженнями щодо участі у розробці комплексних планів енергопостачання споживачів регіону (території); участі у розробці і організації системи заходів щодо роботи об'єктів електроенергетики у надзвичайних умовах; регулювання тарифів на теплову енергію відповідно до Закону тощо. Місцеві органи виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не мають права втручатися в оперативне регулювання режимів енергоспоживання.

Державне регулювання діяльності в електроенергетиці здійснюється шляхом надання дозволів на здійснення видів діяльності, формування тарифної політики і контролю за якістю послуг.

Органом державного регулювання НКРЕ. Закон визначає основні завдання НКРЕ щодо діяльності ОРЕ; НКРЕ розробляє і затверджує Правила користування електричної енергії; надає ліцензії на здійснення діяльності з виробництва, передачі та постачання електричної енергії (відповідно до Закону України „Про підприємство”) тощо.

До комплексу визначених Законом економічних та організаційних основ діяльності в електроенергетиці належать питання управління ОЕС України; ОРЕ України; антимонопольних обмежень; загальних принципів встановлення тарифів на енергію; проектування, будівництва та реконструкції

об'єктів електроенергетики; охорони об'єктів електроенергетики; охорони навколишнього середовища тощо.

Закон встановлює загальні обов'язки та відповідальність енергопостачальників і споживачів електричної енергії, взаємовідносини яких регламентуються договором на користування електроенергією.

Споживачі електричної енергії наділяються Законом такими правами:

- підключення до електромережі у разі виконання вимог Правил користування електричною енергією;
- вибір постачальника електричної енергії;
- отримання інформації щодо якості електричної енергії цін (тарифів), порядку оплати умов та режимів її споживання;
- отримання електроенергії з показниками якості визначеними державними стандартами;
- відшкодування збитків, заподіяних внаслідок порушення прав споживача, згідно із законодавством.

Одним із обов'язків споживача є безпечна експлуатація енергетичних установок та підтримання їх у належному технічному стані.

Захист прав споживачів електричної енергії поряд із Законом України “Про електроенергетику” регулюється Законами України “Про захист прав споживачів”, “Про обмеження монополізму та недопущення недобросовісної конкуренції у підприємницькій діяльності”, “Про енергозбереження”, іншими нормативними актами.

Закон України „Про електроенергетику” регламентує відповідальність за порушення законодавства про електроенергетику і зокрема щодо:

- крадіжок електричної і теплової енергії;
- самовільне приєднання до об'єктів електроенергетики;
- пошкодження приладів обліку;
- розуккомплектування, пошкодження об'єктів електроенергетики і розкрадання їх майна;
- створення перешкод в обслуговуванні об'єктів електроенергетики;

- порушення Правил охорони електричних мереж;
- порушення Правил користування електричною енергією.

Окремий розділ Закону регламентує питання міжнародного співробітництва науково-технічного, зовнішньоекономічного та інших його форм, передбачених законодавством України державними програмами і міжнародними договорами.

Закон України “Про теплопостачання” визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності на об’єктах сфери теплопостачання та регулює відносини, пов’язані з виробництвом, транспортуванням та використанням теплової енергії з метою забезпечення енергетичної безпеки України, підвищення енергоефективності функціонування систем теплопостачання, створення і вдосконалення ринку теплової енергії та захисту прав споживачів і працівників сфери теплопостачання.

Закон встановлює ряд термінів у сфері теплопостачання.

Сфера дії Закону розповсюджується на відносини, що виникають у зв’язку з виробництвом, транспортуванням, постачанням і використанням теплової енергії, державним наглядом за режимами споживання теплової енергії, безпечною експлуатацією теплоенергетичного обладнання та безпечним виконанням робіт на об’єктах у сфері теплопостачання суб’єктами господарської діяльності незалежно від форм власності.

Закон визначає принципи державної політики у сфері теплопостачання, напрями розвитку систем теплопостачання і зокрема впровадження когенераційних установок, використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії, зниження втрат теплової енергії в теплових мережах, впровадження енергетичного обстеження стану систем теплопостачання в процесі експлуатації.

Окремі розділи Закону регламентують питання:

- державного управління у сфері теплопостачання;
- державного регулювання діяльності у сфері теплопостачання

Закон визначає основні принципи господарювання у сфері теплопостачання, зокрема загальні засади формування тарифів на теплову енергію, конкурентні засади у сфері теплопостачання, ліцензування діяльності у сфері теплопостачання, права та

обов'язки споживача теплової енергії, теплогенеруючої, тепло-транспортної і теплопостачальної організацій.

Регламентовані Законом у загальних рисах також питання проектування, будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів теплопостачання.

Окрема стаття Закону висвітлює питання охорони навколишнього середовища.

Закон визначає особливості умов праці у сфері теплопостачання і зокрема щодо підготовки фахівців.

Закон встановлює перелік штрафних санкцій, що застосовуються до суб'єктів господарювання – юридичних осіб за правопорушення у сфері теплопостачання.

Окремий розділ Закону містить концептуальні положення щодо міжнародного співробітництва у сфері теплопостачання.

1.4 Сільська енергетика. Стан і перспективи розвитку

За показниками виробітку і видобутку енергоресурсів, як і за енергоспоживанням, Україна входить до групи індустріально розвинутих країн світу, а рівень споживання електричної енергії на душу населення в Україні сягає аналогічного показника у Великобританії і Данії. Проте великі обсяги виробництва і споживання електричної енергії обумовлені надміру високою енергомісткістю внутрішнього валового продукту в Україні. Це в свою чергу пов'язане з недосконалою структурою національної економіки та із застосуванням застарілих енергомістких технологій і обладнання. Приблизно половина енергоспоживання припадає на промисловість, а третина цього обсягу - на металургію.

Середня питома витрата тепла, необхідного для виробництва 1 кВт·год електроенергії (3,6 МДж) становить приблизно 10,8 МДж (2570,4 ккал), якщо прийняти ККД перетворення рівним 33%. Іншими словами на виробництво 1 кВт·год електроенергії треба затратити 3 кВт·год теплової енергії.

Значними є енергозатрати на опалення та вентиляцію приміщень, що становлять близько 30% загального енергоспоживання.

Сільське господарство також є одною із енергомістких галузей, а тому "енергетична вартість" сільськогосподарської про-

дукції дуже висока. Питоме енергоспоживання при виробництві основних видів сільськогосподарської продукції становить, т у.п. на 1 т продукції:

молоко	0,4...0,8
м'ясо ВРХ	4,2...7,6
свинина	5,6...7,8
птиця	4,6...5,7
шерсть	2,8...5,0
зерно	1,4...2,5

Річні витрати енергії на тваринницьких комплексах і птахофабриках складають, т у.п./гол:

комплекс ВРХ молочного напрямку	1,7...2,3
комплекс з відгодівлі молодняку ВРХ	0,6...0,9
свинокомплекс	0,1...0,18
птахофабрика	(8...12)·10-3

У зв'язку із подорожчанням енергоресурсів, а значну частину їх Україна імпортує, різко зростає собівартість продукції та знижується її конкурентно-спроможність.

Поряд із перевитратами енергоресурсів безпосередньо на виробництві значна їх частина втрачається під час транспортування та у споживачів.

У цілому в сільському господарстві України - держави аграрної, споживається 30...35 відсотків бензину, біля 40...45 відсотків дизельного палива, близько 9...9,5 відсотків електроенергії від загального споживання цих енергоресурсів у народному господарстві (для порівняння у США на виробництво сільськогосподарської продукції витрачається 22% всіх енергоресурсів).

Технічні та технологічні заходи щодо економії енергоресурсів поряд із заходами організаційними можуть забезпечити від 10 до 80% економії. Широку гаму заходів можна звести до кількох груп: експлуатаційні заходи, що не потребують значних капіталовкладень; заходи із впровадження енергоощадних технологій та вторинних енергоресурсів; заходи, які потребують проведення досліджень.

Експлуатаційні заходи (технічної та виробничої експлуатації енергетичного обладнання, проведення яких передбачене вимогами нормативно-технічної документації) дозволяють за-

безпечити високу надійність енергетичного обладнання та його раціональне використання.

Розвиток сільської енергетики, і зокрема електрифікації, відбувався з деякими відхиленнями від закономірностей науково-технічного прогресу, що вимагають гармонічного поєднання широкого впровадження техніки і експлуатаційних заходів. Мало відчутна на початку, ця невідповідність стала очевидною із масовим застосуванням електротехнічного обладнання, оскільки невиправдано низькою виявилася його експлуатаційна надійність.

З'ясувалося, що просте накопичення у господарствах різноманітного устаткування не дає бажаного кінцевого ефекту без забезпечення його належної експлуатації, призводить до додаткових витрат на аварійні ремонти та заміну обладнання.

Із появою на теренах України різноманітного зарубіжного електротехнічного обладнання, освоєнням нових його зразків вітчизняною промисловістю ще більшої актуальності набувають питання його обслуговування, переважно шляхом надання сервісних послуг.

Сільські електричні мережі є однією з найбільших складових великого елетромережевого господарства Мінпаливенрго України (особливо стосовно повітряних ліній електропередавання).

У порівнянні з розвинутими країнами технічний рівень сільських електричних мереж в Україні значно нижчий. Мережі напругою 35-110 кВ відстають у технічному розвитку, а тому підстанції 35-110/10 кВ віддалені від центрів навантажень і лінії напругою 10 кВ мають велику довжину. Приблизно 10% ліній 35-110 кВ не мають резервного живлення, а підстанції 35/10 кВ живляться від однієї магістральної лінії, що суттєво знижує надійність електропостачання споживачів. Мережі напругою 10 кВ у переважній більшості побудовані за радіальним принципом. Що ж до ліній 0,38 кВ, то поряд із відсутністю резервного живлення, значна кількість їх виконана одно- чи двофазними.

Недостатньо розвинута і система автоматизації мереж:

- лише 13% підстанцій 35-110/10 кВ сільськогосподарського призначення мають телекерування, а 36% - телесигналізацію;

- тільки 15% ліній обладнано устаткуванням автоматичного вмикання резервного живлення (АВР) і 7% автоматичним секціонуванням;
- прилади фіксації місць пошкодження на лініях 10 кВ встановлені лише на 3% підстанцій, часто немає пристроїв двократного автоматичного повторного вмикання (АПВ) ліній;
- практично відсутнє устаткування для секціонування мереж 0,38 кВ при їх значній довжині;
- понад 60% трансформаторів 35-110/10 кВ у сільських мережах не обладнані пристроями регулювання напруги під навантаженням

При значних втратах електроенергії та низькій її якості в сільських електричних мережах покращенню ситуації могло б сприяти впровадження установок компенсації реактивної потужності. Однак ступінь компенсації становить лише 0,06 кВАр·А/кВт при оптимальному значенні 0,4...0,6 кВАр·А/кВт.

Дуже низькою є надійність електропостачання сільських споживачів, що спричиняється цілим рядом факторів.

До 70...80% усіх перерв у постачанні електричної енергії на селі виникають внаслідок пошкоджень в мережах напругою 10 кВ, біля 10...15% - напругою 35 – 110 кВ, і 15 – 20 % - напругою 0,38 кВ.

Найменш надійним елементом сільських електричних мереж є повітряні лінії електропередавання – на них припадає до 90% усіх пошкоджень. Приблизно 15...20% пошкоджень виникають внаслідок дії ожеледі у сукупності із значними вітровими навантаженнями.

Внаслідок пошкоджень ізоляції, перенапруг, перекриття шин, неполадок силових трансформаторів виходять з ладу трансформаторні підстанції і зокрема КТП 10/0,4 кВ, які до того ж часто мають недосконалу конструкцію.

Щороку належить ремонтувати біля 20000 км ліній електропередавання у сільській місцевості. Однак проблеми із фінансуванням та слабка ремонтно-обслуговуюча база районів електричних мереж не дозволяють розгорнути ремонтні роботи та забезпечити їх своєчасне і якісне проведення.

Все вищезгадане призводить до розуміння того, що невідкладні задачі у галузі сільської електроенергетики стосуються, насамперед, забезпечення належного технічного стану електроенергетичного обладнання за рахунок ретельного виконання вимог нормативної документації, своєчасного усунення відмов та наслідків аварій (при наявності належної системи сигналізації, матеріально-технічного оснащення служб технічної експлуатації, кваліфікованого персоналу). До невідкладних задач відносяться й модернізація та реконструкція електроенергетичного господарства, що дозволить забезпечити підвищення надійності та безпечності електропостачання споживачів агропромислового комплексу.

Питання для самоконтролю

1. Що означає термін „енергетика”?
2. Що означає термін „умовне паливо”? Чому дорівнює розрахункова теплота згоряння умовного палива?
3. Що є первинними (поновлюваними і непоновлюваними) та вторинними енергетичними ресурсами?
4. Які основні завдання були визначені в Енергетичній стратегії України?
5. Які основні напрями розвитку електропостачальних систем України?
6. Які Закони України визначають принципи державної політики в енергетиці?
7. Які основні проблеми та напрями розвитку сільської енергетики України?

РОЗДІЛ 2

ПЕРЕДУМОВИ ТЕОРІЇ ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ*

2.1 Структура курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”

Курс “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” є першим базовим етапом вивчення дисципліни „Експлуатація енергетичного обладнання та засобів автоматизації” (див. рисунок 1). Структура цієї дисципліни є розгалуженою і враховує вимоги до фахівців – експлуатаційників, які повинні не лише знати відомі науково-практичні досягнення в галузі експлуатації енергетичного обладнання, але й уміти самостійно ставити та вирішувати нові експлуатаційні завдання. Важливою передумовою цього є оволодіння теоретичними основами експлуатації техніки, зокрема енергетичного обладнання, для технічної творчості, наукових досліджень, виконання практичних експлуатаційних завдань з урахуванням їх багатofакторності.

Курс “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” розглядає теоретичні основи технічної експлуатації енергетичного обладнання: питання термінології, нормативної, технічної та експлуатаційної документації; основ оптимізації експлуатації енергетичного обладнання; основ теорії надійності техніки та загальні питання організації технічної експлуатації енергетичного обладнання: приймання в експлуатацію енергетичних установок, надійності роботи енергосистеми, основ контролю технічного стану енергетичного обладнання, організації технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання.

* Використані джерела [3,5,16,29,36,42,43,45,50,71,73,74]

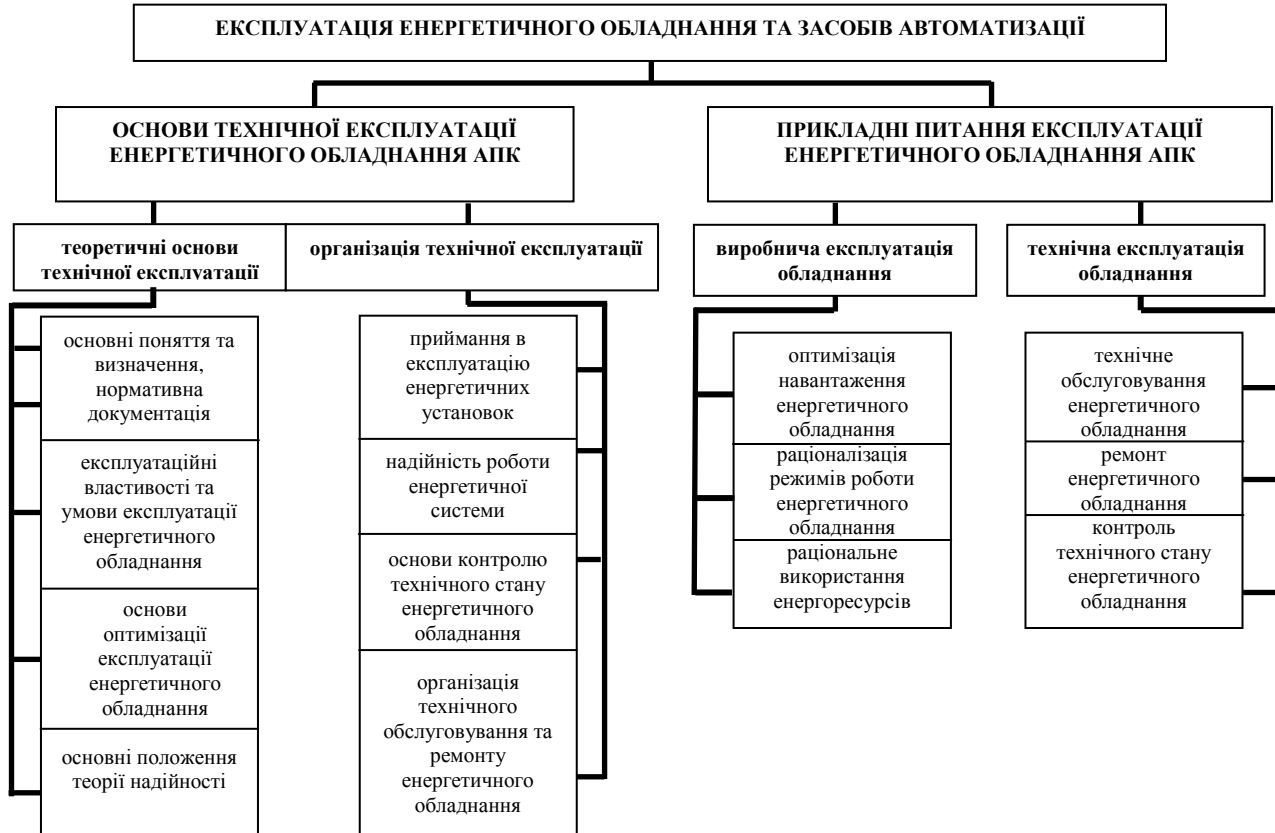


Рисунок 1 - Структурна схема дисципліни “Експлуатація енергетичного обладнання та засобів автоматизації”

2.2 Методи вивчення курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”

Для отримання нових знань людство використовує чимало *методів наукового пізнання*, основні з яких: експеримент, аналогія, порівняння, аналіз, синтез, системний підхід.

Експеримент – один з самих стародавніх і самих розповсюджених методів наукового пізнання. За експериментальними даними виявляються деякі залежності, наприклад, зв'язок показників надійності з умовами експлуатації. Тривалий час питання експлуатації техніки були наслідком лише емпіричного досвіду, тобто головував метод наукового пізнання – експеримент. Сучасний розвиток науково-технічного прогресу вимагає застосовувати для пізнання нової інформації комплекс методів: експеримент, аналогію, синтез тощо.

Аналогія – це такий метод отримання нового знання, коли на основі схожості ряду суттєвих ознак між двома або декількома об'єктами (явищами) робиться висновок про наявність у об'єкта вивчення конкретного признаку, тобто признак відомого об'єкту переноситься на інший, внаслідок чого розширюються знання про об'єкт вивчення. Висновки за аналогією мають імовірнісний характер. Тому, щоб підвищити достовірність знання, необхідно впевнитися, що між загальними ознаками об'єктів і ознакою, що переноситься на об'єкт вивчення, є суттєвий зв'язок.

Порівняння – встановлення схожості або різниці двох або ряду явищ в цілому або в будь-яких ознаках. На відміну від аналогії за допомогою порівняння встановлюють і ознаки різниці. Порівняння застосовується для типових об'єктів (явищ).

Аналіз – послідовне відокремлення і диференційне вивчення складових частин деякого об'єкту. Якісний аналіз – виявлення наявності і характеру зв'язку між складовими частинами. Кількісний аналіз – вивчення характеристик та їх математичного виразу.

Синтез – об'єднання відомих положень (стверджень), вислідок якого отримують нове знання про предмет або явище, що вивчається.

Системний підхід – дає можливість вивчати об'єкт частково, відокремлено від інших об'єктів, а також з урахуванням їх розвитку. Цей метод реалізує такі принципи: цілісність, складність, організованість і дозволяє провести як аналіз об'єкту чи явища, так і вдатися до синтезу, а значить – одержати нові знання або ж віднайти потрібне вирішення проблеми.

При вивченні питань експлуатації енергетичного обладнання методом системного підходу виділяють та пов'язують такі аспекти:

- структурний (аналіз елементного складу об'єкта);
- функціональний (розгляд взаємозв'язку окремих функцій системи експлуатації);
- техніко-економічний (вивчення технічних характеристик у поєднанні з економічними законами);
- соціальний (виробничі відносини у колективі та індивідуальні інтереси робітників, які обслуговують техніку);
- кібернетичний (внутрішня організація та управління системою експлуатації);
- історичний (виникнення системи експлуатації, основні тенденції та перспективи її розвитку).

Кожен з аспектів буде відігравати певну роль у процесі вивчення конкретних питань експлуатації енергетичного обладнання із їх широкого загалу.

При системному підході, як правило, застосовують *алгоритми прийняття рішень*. Найпростіший алгоритм складається з п'яти етапів.

1. Формулювання мети вивчення (осмислення головної мети дисципліни, що вивчається; виявлення актуальності завдання; вибір якісної і кількісної оцінки досягнення мети; формулювання мети).
2. Виділення об'єкта вивчення (виділення просторової і часової межі об'єкта вивчення, обґрунтування схеми та моделі об'єкта з позначенням допусків і обмежень, опис

- предмету вивчення, виявлення усіх факторів впливу на предмет вивчення),).
3. Визначення задачі (виділення керованих і не керованих факторів або вихідних і пошукових даних).
 4. Визначення альтернативи досягнення мети (обґрунтування методів вивчення, складання списку альтернатив рішення).
 5. Формулювання кінцевого результату або прийняття рішення (перевірка усіх альтернатив на відповідність вихідним даним і меті, прийняття кінцевого рішення, формулювання результатів вивчення).

Метою вивчення курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” є отримання знань щодо теорії експлуатації енергетичного обладнання. Актуальність цієї мети зумовлена потребою у фахівцях (особливо на підприємствах АПК), які мають уяву про теоретичні основи прикладних питань, що дозволить ефективно вирішувати практичні завдання експлуатації енергетичного обладнання.

Об’єктом вивчення курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” є система, складові якої мають вплив на експлуатацію енергетичного обладнання, а саме:

- *джерело (Д)* енергопостачання, що визначає якість енергії, надійність її постачання (ці фактори можуть впливати на показники роботи енергетичного обладнання, тим самим викликаючи необхідність корегування заходів технічної експлуатації, режимів роботи енергетичного обладнання тощо);
- *енергетична установка (Е)* – її експлуатаційні властивості характеризують придатність енергетичного обладнання до експлуатації в конкретних умовах технологічного процесу (невідповідність експлуатаційних властивостей умовам, в яких експлуатується дане обладнання, має наслідки: необхідність корегування заходів технічної експлуатації або заміни обладнання на відповідне цим умовам - залежно від того, що економічно вигідніше);

- *служба технічної експлуатації (С)*, від якої залежить ефективність технічної експлуатації енергетичного обладнання (від кваліфікації фахівців, від матеріально технічного забезпечення цієї служби залежить якість виконання робіт технічної експлуатації та їх своєчасність).

Предметом вивчення курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” є зв’язок законів та закономірностей теорії ймовірностей, математичної статистики, теорії надійності з основними положеннями технічної експлуатації енергетичного обладнання, та основні закономірності вибору (комплектації), використання, технічного обслуговування і ремонту енергетичного обладнання в умовах сільського господарства.

Особливістю вказаного предмету є наявність факторів впливу на нього, які швидко змінюються протягом порівняно незначного проміжку часу. Це, насамперед, постійне вдосконалення нормативної документації, що зумовлене науково-технічним прогресом та розвитком суспільства; заміна морально та технічно застарілого енергетичного обладнання та засобів технічної експлуатації на обладнання нових модифікацій; розширення номенклатури енергетичного обладнання та засобів технічної експлуатації; поява нових технологій тощо. Тому курс “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання підприємств АПК” не набір догм та аксіом, а джерело інформації щодо теоретичних основ експлуатації - інформації, яка відображає сучасний стан та перспективи розвитку технічної експлуатації енергетичного обладнання.

Задачі при вивченні курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”: ознайомлення з основними поняттями та визначеннями теорії експлуатації; з нормативною, технічною та експлуатаційною документацією; з номенклатурою енергетичного обладнання у сільському господарстві; з основами теорії надійності; з основними положеннями щодо надійності роботи енергосистеми. Крім того, вирішуються і задачі щодо отримання теоретичної бази та практичних навичок раціональної організації експлуатації енергетичного обладнання.

Альтернативою вивчення курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” може бути отримання знань з теорії ймовірностей та математичної статистики, з теорії надійності та інших дисциплін, на яких базується теорія технічної експлуатації енергетичного обладнання. Але при цьому, необхідно враховувати, що саме остання, застосовуючи методи наукового пізнання, дає висвітлення зв’язку цих дисциплін з практичними питаннями експлуатації енергетичного обладнання.

Кінцевим результатом вивчення курсу “Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК” є підготовка фахівця, здатного ефективно вирішувати сучасні завдання з експлуатації енергетичного обладнання, зокрема енергетичного обладнання АПК, та успішно конкурувати на ринку праці.

2.3 Терміни та визначення теорії експлуатації техніки

Теорія дає цільну наукову уяву про закономірності експлуатації техніки (в тому числі, енергетичного обладнання). Вона заснована на поняттях: життєвий цикл техніки; система експлуатації, виробнича та технічна експлуатація тощо.

Життєвий цикл техніки – це сукупність усіх фаз її існування з моменту виготовлення: транспортування до місця встановлення, монтаж та підготовка до пуску, робота за призначенням, технічне обслуговування, зберігання у період простою, поточний та капітальний ремонт, модернізація.

Закінчення життєвого циклу техніки визначається граничним станом виробу, коли виникають неусувні відхилення параметрів за встановлені межі або неусувне зниження ефективності експлуатації.

Експлуатація техніки – стадія життєвого циклу виробу, протягом якого реалізовується, підтримується і відновлюється його якість.

Система експлуатації – сукупність виробів, засобів експлуатації, виконавців та документації, яка встановлює правила

їх взаємодії, необхідних і достатніх для виконання завдань експлуатації.

Система технічного обслуговування та ремонту - сукупність взаємопов'язаних засобів документації технічного обслуговування, ремонту й виконавців, необхідна для підтримання та відновлення якості виробів, що входять у цю систему.

Уведення в експлуатацію - дія, що фіксує готовність об'єкта, енергоустановки до використання за призначенням, яка документально оформлена в установленому порядку.

Початок експлуатації – момент введення виробу в експлуатацію.

Зняття з експлуатації – дія, що фіксує неможливість, або недоцільність подальшого використання за призначенням і ремонту виробу, оформлене документально в установленому порядку.

Кінець експлуатації – момент зняття з експлуатації.

Зберігання при експлуатації – зберігання не використовуваного за призначенням виробу в заданому стані у відведеному для його розміщення місці і з забезпеченням збережаності протягом заданого строку.

Транспортування при експлуатації – переміщення виробу у заданому стані із застосуванням, за необхідності, транспортних і вантажопідйомних засобів, що починається із завантаження і закінчується розвантаженням за місцем призначення.

Розрізняють виробничу та технічну експлуатацію техніки, зокрема енергетичного обладнання. **Виробнича експлуатація** енергетичного обладнання – це реалізація його властивостей. Наприклад, виробнича експлуатація електрообладнання – це процес використання обладнання за своїм призначенням, внаслідок якого електрична енергія перетворюється в інші види. У цьому процесі бере участь персонал, який обслуговує електроустановки, та персонал, який обслуговує технологічні об'єкти (у кормоцеху – оператор, на насосній станції – черговий та інші).

Результатом процесу використання обладнання є енергія, що перетворена та передана технологічному об'єкту.

Технічна експлуатація - частина експлуатації, яка складається з транспортування, зберігання, технічного обслуговування та ремонту виробу.

В процесі технічної експлуатації енергетичного обладнання забезпечується та підтримується потрібний стан енергетичного обладнання, в тому числі відновлюються його властивості, що втрачаються при транспортуванні, використанні або зберіганні обладнання. Технічну експлуатацію виконують фахівці служби технічної експлуатації. Результат технічної експлуатації – експлуатаційна надійність енергетичного обладнання.

Як правило, процеси виробничої експлуатації техніки називаються “використанням”, а процеси технічної експлуатації – “обслуговуванням”. Основні поняття технічної експлуатації: ремонт, технічне обслуговування, технічний огляд тощо.

Ремонт - комплекс операцій з відновлення справності або працездатності виробів і відновлення ресурсів виробів або їх складових частин.

Агрегатний ремонт – ремонт, при якому несправні агрегати замінюють новими або відремонтованими.

Капітальний ремонт - ремонт, який здійснюють для відновлення справності та повного чи майже повного відновлення ресурсу виробу із заміною чи відновленням будь-яких його частин, включаючи базові.

Неплановий ремонт - технічне обслуговування та ремонт, що їх виконують після виявлення несправності для повернення об'єкта в стан, у якому він здатний виконувати потрібну функцію.

Плановий ремонт – ремонт, постанова на який здійснюється відповідно вимогам науково-технічної або експлуатаційної документації.

Поточний ремонт - ремонт, що виконується для забезпечення або відновлення працездатності виробу і полягає в заміні і (або) відновленні окремих його частин.

Регламентований ремонт - ремонт за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, який виконується з періодичністю та в обсязі, що встановлені ними, незалежно від технічного стану об'єкту на початку ремонту.

Технічне обслуговування - комплекс операцій чи операція з підтримання працездатності або справності виробу під час використання за призначенням, зберігання і транспортування.

Непланове технічне обслуговування – технічне обслуговування, постанова на яке здійснюється без попереднього призначення за технічним станом.

Періодичне технічне обслуговування – технічне обслуговування, що виконується через встановлені в експлуатаційній документації значення наробітку або інтервали часу.

Планове технічне обслуговування – технічне обслуговування, постанова на яке здійснюється відповідно вимогам нормативно-технічної або експлуатаційної документації.

Регламентоване технічне обслуговування – технічне обслуговування за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, яке виконується з періодичністю та в обсязі, що встановлені ними, незалежно від технічного стану об'єкту на початку технічного обслуговування.

Сезонне технічне обслуговування – технічне обслуговування, що виконується для підготовки об'єкта до використання в осінньо-зимових або весняно-літніх умовах.

Технічне обслуговування з безперервним контролем – технічне обслуговування за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, яке виконується за результатами безперервного контролю технічного стану об'єкта.

Технічне обслуговування з періодичним контролем - технічне обслуговування, при якому контроль технічного стану вико-

нується з періодичністю та в обсязі за нормативно-технічною або експлуатаційною документацією, а обсяг інших операцій визначається технічним станом об'єкту на початку технічного обслуговування.

Консервація – стан справного обладнання з повним відключенням (зупином) і виведенням з роботи на тривалий час через відсутність необхідності його використання в даний час, але з можливістю наступного його включення в роботу у разі необхідності (після його підготовки, перевірки та опробування).

Розконсервація – заходи, спрямовані на усунення консерваційних та пакувальних матеріалів.

Технічний огляд – захід, який виконується ручним чи автоматичним способом з метою спостереження за об'єктом.

Структура ремонтного циклу – перелік та послідовність виконання видів ремонтних робіт та робіт по технічному обслуговуванню в період між капітальними ремонтами або вводом в експлуатацію і першим капітальним ремонтом.

Цикл технічного обслуговування (ремонту) – найменші інтервали часу або наробітку виробу, які повторюються і протягом яких виконуються у визначеній послідовності відповідно до вимог нормативно-технічної документації всі встановлені види періодичного технічного обслуговування (ремонту).

2.4 Мета експлуатації енергетичного обладнання та шляхи її досягнення

Основною *метою експлуатації* енергетичного обладнання АПК є забезпечення ефективної роботи технологічних процесів сільськогосподарського виробництва шляхом підтримання необхідної експлуатаційної надійності енергетичного обладнання і раціонального використання енергетичних ресурсів.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішувати ряд технічних, технологічних, соціальних і економічних задач при експлуатації енергетичного обладнання, зокрема таких як: своєчас-

на модернізація енергетичного обладнання; оптимізація навантаження; раціоналізація режимів роботи; ретельне погодження технологічних процесів сільськогосподарського виробництва з можливостями енергетичного обладнання; зниження енергоємності технологічних процесів; підвищення якості готової продукції; підвищення ефективності технічної експлуатації енергетичного обладнання; підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу; покращення виробничих і побутових умов для обслуговуючого персоналу; вдосконалення структури, принципів керування службою технічної експлуатації енергетичного обладнання тощо.

Для організації ефективної експлуатації енергетичного обладнання необхідне погоджене рішення задач на всіх рівнях (державному, обласному, районному, на рівнях експлуатаційних ділянок, груп електромонтерів, фахівців). Це дозволяє *програмно – цільовий метод управління експлуатацією*, що вміщує наукове, трудове і матеріальне забезпечення програм експлуатації.

Наукове забезпечення. На науковій основі повинні розроблятися всі нормативні документи і рекомендації щодо експлуатації енергетичного обладнання. Відсутність науково обґрунтованих положень гальмує розвиток експлуатації енергетичного обладнання.

Трудове забезпечення. Комплектація висококваліфікованими фахівцями відповідних служб та підрозділів, правильний розрахунок необхідної чисельності обслуговуючого персоналу – основні умови ефективної організації експлуатації енергетичного обладнання АПК.

Матеріальне забезпечення в необхідному обсязі експлуатаційних робіт призводить до підвищення продуктивності і якості праці персоналу, покращання оперативності усунення відмов і зниження технологічних витрат, збільшення строків служби енергетичного обладнання.

2.5 Обов'язки та відповідальність електротехнічного персоналу

Роботи з експлуатації енергетичного обладнання виконують працівники, які мають відповідну підготовку. Зокрема, роботи з технічної експлуатації електрообладнання виконують електротехнічні працівники.

Працівники електротехнічні - працівники, посада або професія яких пов'язана з обслуговуванням електроустановок, які пройшли перевірку знань з питань технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці.

Працівники електротехнологічні - працівники, посада або професія яких пов'язана з обслуговуванням технологічних процесів, що базуються на використанні електричної енергії, або із застосуванням електричного інструменту, переносних електричних машин, електрозварювального устаткування тощо під час виконання робіт, але не пов'язана з ремонтом і технічним обслуговуванням електроустаткування.

Обслуговування електроустановок, у тому числі виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних робіт і оперативних перемикачів в електроустановках, повинні здійснювати спеціально підготовлені електротехнічні працівники, а саме: керівники і фахівці, оперативні, виробничі та оперативно-виробничі працівники.

Працівники адміністративно-технічні - керівники споживачів, їх заступники, начальники цехів, відділів, служб, районів, дільниць, лабораторій та їх заступники, майстри, інженери та їхні посадові особи, на яких покладено адміністративні функції.

Працівники оперативні (чергові) - працівники, які перебувають на чергуванні в зміні і допущені до оперативного управління та/або оперативних перемикачів.

Працівники оперативно-виробничі - виробничі працівники, спеціально навчені й підготовлені для оперативного об-

слуговування в затвердженому обсязі закріплених за ними електроустановок.

Працівники виробничі - працівники, навчені і допущені до ремонту й обслуговування обладнання, пристроїв вторинних кіл та засобів диспетчерського і технологічного керування в електроустановках.

У споживача електричної енергії (це юридична або фізична особа - суб'єкт господарської діяльності, що використовує електричну енергію для забезпечення потреб власних електроустановок на підставі договору), як правило, має бути створена електротехнічна служба (відділ, група), укомплектована необхідною кількістю електротехнічного персоналу, залежно від класу напруги живлення, складності та обсягу обслуговуваних електроустановок. У разі відсутності атестованого обслуговуючого персоналу допускається визначити спеціалізовану організацію, відповідальну за технічну експлуатацію та обслуговування електроустановок споживача. Ця організація повинна мати відповідний дозвіл на проведення робіт в електроустановках. У цьому разі відповідальність за технічно грамотну та безпечну експлуатацію електрогосподарства споживача повинна визначатись договором, укладеним між споживачем і цією організацією. За відсутності такого обслуговування експлуатація електроустановок забороняється.

Завдання електротехнічного персоналу - виконання вимог нормативних документів, що має метою забезпечення надійної, безпечної і раціональної експлуатації електрообладнання та утримання його у справному стані.

Електротехнічний персонал виконує оперативне обслуговування, технічне обслуговування, ремонт електрообладнання.

Оперативне обслуговування електрообладнання – комплекс робіт з:

- ведення необхідного режиму роботи електроустановок;
- проведення перемикачів, оглядів обладнання;

- підготовка до проведення ремонту (підготовка робочого місця, допуску); технічного обслуговування обладнання, що передбачене виробничими інструкціями працівників;
- оперативне усунення відмов обладнання та наслідків аварій.

До *технічного обслуговування* електрообладнання належить: випробування обладнання і пристроїв, підтяжка контактних з'єднань, доливання ізоляційного мастила, випробування і вимірювання ізоляційних характеристик тощо.

Технічне обслуговування виконують, як правило, на місці встановлення електрообладнання. При підготовці електрообладнання до зберігання, а також безпосередньо після його закінчення здійснюють *консервацію* електрообладнання у випадку, якщо термін зберігання триває понад два місяці. Технічне обслуговування електрообладнання забезпечує справність за рахунок своєчасного усунення причин або дрібних неполадок, що можуть викликати відмову.

Поточний ремонт забезпечує підтримання працездатності всього виробу внаслідок своєчасної заміни елементів, що швидко виходять з ладу (часткове відновлення). Поточний ремонт виконують на місці встановлення електрообладнання або в ремонтній майстерні. *Капітальний ремонт* виконують спеціалізовані електроремонтні підприємства.

Електротехнічний персонал підприємства відповідає за виконання вимог нормативних документів відповідно до службових обов'язків. Контроль і нагляд за виконанням вимог нормативних документів, відповідно до своїх обов'язків, здійснюють спеціалісти енергослужби, служби охорони праці споживача та організацій вищого рівня. Державний нагляд за виконанням вимог нормативних документів здійснюють Держенергонагляд, а також відповідно до своїх функціональних обов'язків інші вповноважені організації.

Особи, що порушили вимоги чинних нормативних документів, підлягають покаранню відповідно до ступеню і характеру порушень в адміністративному або судовому порядку, бо порушення вимог нормативних документів може мати наслідок - аварії, відмови, пошкодження енергетичного обладнання.

Ознаки аварії енергетичного обладнання:

- вихід з ладу енергетичного обладнання і необхідність його позачергового капітального ремонту;
- порушення роботи енергетичного обладнання, що викликало зупинку виробничих процесів на строк, який перевищує допустиму тривалість простою технологічної лінії (наприклад, допустима тривалість простою технологічної лінії доїння корів 1,5 години);
- нещасні випадки з людьми, загибель сільськогосподарських тварин і птиці.

Ознаки відмови енергетичного обладнання:

- поява несправності в енергетичному обладнанні, що має наслідок – необхідність позачергового поточного ремонту;
- порушення нормальної роботи енергетичного обладнання, що супроводжується зупинкою технологічної лінії на строк в межах допустимої тривалості;
- виникнення небезпеки для людини, сільськогосподарських тварин і птиці, порушення режиму роботи енергетичного обладнання без аварії і нещасного випадку.

Ознака пошкодження енергетичного обладнання - порушення нормальної роботи енергетичного обладнання, що не супроводжується матеріальними збитками.

Всі аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання виникають внаслідок провини обслуговуючого персоналу, сторонніх організацій (заводу–виробника, монтажної-налагоджувальної, будівельної організацій тощо), сторонніх осіб або внаслідок форс-мажорних обставин. Форс-мажорні обставини - надзвичайна й непереборна сила (стихія, страйк, локаут, оголошена та неоголошена війна, терористичний акт, блокада, революція, заколот, повстання, масові заворушення, громадська демонстрація, акт вандалізму, блискавка, пожежа, буря, повінь, землетрус, нагромадження снігу або ожеледь), що звільняє сторони договору, в даному випадку – договору про виконання службових обов'язків, від відповідальності за його невиконання.

За аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання відповідає:

- обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал – внаслідок неправильних або помилкових дій або бездіяльності;
- інженерно-технічні працівники – внаслідок неприйняття ними необхідних заходів (несвоєчасне проведення ремонту, неякісне приймання енергетичного обладнання після ремонту, відсутність резервного фонду і запасних частин і матеріалів, невиконання вказівок вищестоящих організацій, несвоєчасне проведення профілактичних випробувань обладнання або його заміни, допуск до роботи ненавчених осіб і т. ін.);
- сторонні організації – внаслідок неякісного виконання робіт, що підтверджується відповідними документами (рекламація, акт, фотографія, протокол випробування і т. ін.);
- сторонні особи – внаслідок їх неправильних дій при умові, що обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал діяв відповідно вимог нормативних документів, місцевих інструкцій, якщо ні - то відповідають і сторонні особи і обслуговуючий персонал;
- відповідальність перекладається на форс-мажорні обставини при умові, що обслуговуючий (зокрема, електротехнічний) персонал не міг запобігти аварії внаслідок цих обставин.

Запобігти аваріям, відмовам та пошкодженням енергетичного обладнання значною мірою допомагає саме *знання та виконання* вимог нормативної документації щодо експлуатації енергетичного обладнання, інструкцій з експлуатації, методик випробувань енергетичного обладнання.

Запорукою надійної та безпечної експлуатації енергетичного обладнання також є висока кваліфікація обслуговуючого персоналу, зокрема електротехнічного та електротехнологічного, яка базується на якісній підготовці та навчанні персоналу, на періодичній перевірці знань.

Важливою складовою забезпечення надійної та безпечної експлуатації енергетичного обладнання є грамотне та кваліфіковане керування підлеглим персоналом особи, що відповідає за технічний стан енергогосподарства, раціональну організацію технічної та виробничої експлуатації енергетичного обладнання. На кожному підприємстві наказом адміністрації повинна бути призначена особа, що відповідає за стан електрогосподарства.

Особа, відповідальна за електрогосподарство, - електротехнічний працівник, в обов'язки якого входить безпосереднє виконання функцій щодо організації технічної та безпечної експлуатації електроустановок споживача, призначення якого здійснюється наказом керівника споживача.

Особа, відповідальна за електрогосподарство, має забезпечити:

1) розроблення і проведення організаційних і технічних заходів, що включають:

- утримання електроустановок у робочому стані та їх експлуатацію згідно з вимогами ПТЕ, інструкцій та інших нормативних документів;
- дотримання заданих електропередавальною (електропостачальною) організацією режимів електроспоживання і договірних умов споживання електричної енергії та потужності;
- виконання заходів з підготовки електроустановок підприємства до роботи в осінньо-зимовий період;
- раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів;
- оптимальне споживання реактивної потужності та економічні режими роботи компенсуючих пристроїв;
- впровадження автоматизованих систем і приладів вимірювання та обліку електричної енергії;
- своєчасний і якісний ремонт електроустановок;
- зменшення аварійності та травматизму;
- забезпечення промислової безпеки;
- підвищення надійності роботи електроустановок;

- навчання і перевірку знань нормативних документів, виробничих (посадових і експлуатаційних) інструкцій та інструкцій з охорони праці для електротехнічного (електротехнологічного) персоналу;
 - охорону навколишнього природного середовища (у залежності від покладених функцій);
- 2) удосконалення мережі електропостачання споживача з виділенням на резервні зовнішні живильні лінії навантажень струмоприймачів екологічної та аварійної броні;
 - 3) розроблення комплексу заходів, спрямованих на запобігання травматизму, зниженню рівня промислової безпеки, загибелі тварин, пошкодженню обладнання, можливим негативним екологічним та іншим наслідкам у разі припинення або обмеження електропостачання, здійсненого у встановленому порядку;
 - 4) розслідування технологічних порушень в роботі електроустановок та оперативне повідомлення про них територіальному підрозділу Держенергонагляду;
 - 5) розроблення та дотримання норм витрати палива, електричної енергії, їх своєчасний перегляд під час удосконалення технології виробництва та впровадження нової техніки;
 - 6) проведення діагностування технічного стану електроустановок;
 - 7) проведення вимірів споживання електричної енергії та потужності в установленій електропередавальній організації характерний режимний день літнього та зимового періодів і подання в установлені терміни добових режимних графіків до електропередавальної організації та територіального підрозділу Держенергонагляду;
 - 8) систематичний контроль за графіком навантаження споживача; розроблення постійно діючих заходів з регулювання добового графіка електричного навантаження, зниження граничних величин споживання електричної потужності в години максимуму навантаження мережі електропередавальної організації;
 - 9) виконання графіка обмеження споживання електричної енергії, потужності та аварійного відключення споживачів; розробку заходів щодо зниження споживання електричної енергії та

потужності для забезпечення встановлених режимів електроспоживання у відповідності до доведених графіків обмеження;

10) ведення обліку (у спеціальному журналі) щодобового споживання електричної енергії і навантаження в години контролю максимуму електричної потужності та надання інформації електропередавальній організації і відповідному територіальному підрозділу Держенергонагляду (на їх вимогу);

11) розроблення із залученням технологічних та інших підрозділів, а також спеціалізованих інститутів і проектних організацій перспективних планів зниження енергоємності продукції, яка випускається, упровадження енергозберігаючих технологій, теплоутилізаційних установок, використання вторинних паливно-енергетичних ресурсів, запровадження прогресивних форм економічного стимулювання;

12) облік та аналіз аварій і нещасних випадків, а також ужиття заходів з усунення причин їх виникнення;

13) розроблення виробничих інструкцій та інструкцій з охорони праці і пожежної безпеки для працівників енергетичної служби;

14) надання інформації на вимогу Держенергонагляду у відповідності до нормативно-правових актів;

15) ведення документації з електрогосподарства згідно з вимогами нормативно-правових актів;

16) розроблення інструкцій про порядок дій обслуговуючого персоналу у разі виникнення аварійних та надзвичайних ситуацій, а також пожеж;

17) додержання вимог санітарних норм і правил щодо умов праці на робочих місцях обслуговуючого персоналу.

Особу, відповідальну за електрогосподарство, та особу, яка буде її замінювати, призначають з числа спеціалістів, кваліфікація яких відповідає вимогам ПТЕ та які пройшли навчання з питань технічної експлуатації електроустановок, правил пожежної безпеки та охорони праці.

Питання для самоконтролю

1. Які методи наукового пізнання використовуються при вивченні курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”?
2. Що є об’єктом і предметом вивчення курсу „Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК”?
3. Що означає термін „технічна експлуатація”?
4. Що означає термін „ремонт”? Які види ремонту техніки ви знаєте?
5. Що означає термін „технічне обслуговування”? Які види технічного обслуговування техніки ви знаєте?
6. Що є метою експлуатації енергетичного обладнання АПК?
7. Чим відрізняються обов’язки електротехнічних працівників від обов’язків електротехнологічних працівників?
8. Які признаки аварії, відмови, пошкодження енергетичного обладнання?
9. Хто і в яких випадках відповідає за аварії, відмови та пошкодження енергетичного обладнання?
10. Які основні обов’язки особи, відповідальної за електрогосподарство?

РОЗДІЛ 3

НОРМАТИВНА, ТЕХНІЧНА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ДОКУМЕНТАЦІЯ*

Згідно з ДСТУ 1.1 „Державна система стандартизації. Стандартизація та суміжні види діяльності. Терміни та визначення основних понять” термін „нормативний документ” охоплює такі поняття (види документів): стандарт, технічні умови, настанова (правила), регламент. Зазначені нормативні документи містять обов’язкові і рекомендовані положення. До виконання обов’язкових положень (вимог) нормативних документів зобов’язує закон або регламент.

3.1 Система стандартів з експлуатації техніки

В ієрархії нормативних документів головне місце займають державні стандарти.

Система державних стандартів – це нормативні документи, які затверджуються наказом Держстандарту України і обов’язкові до виконання.

Державні стандарти, в тому числі стандарти, які стосуються експлуатації техніки, повинні переглядатися, перероблятися і доповнюватися з визначеною періодичністю, відображаючи розвиток науки, техніки, суспільства. Важливим аспектом в розробці державних стандартів є їх відповідність міжнародним стандартам, в тому числі міжнародним стандартам з електротехніки і електронної техніки ІЕС тощо (наприклад, *ДСТУ 2863-94. Надійність техніки. Програма забезпечення надійності. Загальні вимоги*. Цей стандарт гармонізований з публікаціями *МЕК 50/191 Международный электротехнический словарь. Надежность и качество обслуживания, МЕК 300 Управление надежностью*.).

* Використані джерела [1,6-9,19,28-30,32,34-36,39-45,73]

Деякі стандарти, які чинні в Україні, є міждержавними стандартами. Вони прийняті Міждержавною радою з стандартизації, метрології і сертифікації та є обов'язковими до виконання на території визначених ними країн колишнього СРСР. Ці стандарти вводяться до дії як державні стандарти України наказом Держстандарту України (наприклад, міждержавний стандарт *ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Normы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения* або *ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы*).

В Україні існують ще такі категорії стандартів, як галузеві стандарти та стандарти підприємств, розробка яких повинна відповідати вимогам чинних в Україні міждержавних та державних стандартів.

3.2 Галузева та підгалузева нормативна документація

Для практичної реалізації Законів України на замовлення Міністерств, відомств, держкомітетів відповідні установи розробляють **галузеві нормативні документи**: галузеві керівні документи (ГКД), державні нормативні акти з охорони праці (ДНАОП), нормативні акти з пожежної безпеки (НАПБ), правила, інструкції тощо, які вводяться в дію наказом замовника. Наприклад:

- наказ Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України №123 від 9.06.1998 р. „Про затвердження Правил обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-попереджувальних ремонтів теплових мереж і споруд до них”;
- наказ Міністерства праці та соціальної політики України №253 від 05.06.2001 р. „Про затвердження Правил експлуатації електрозахисних засобів” (ДНАОП 1.1.10-1.07-01) тощо.

Усі ГКД, ДНАОП, правила, інструкції повинні відповідати вимогам державних стандартів (щодо термінології, системи

управління якістю, повірки засобів вимірювальної техніки, проведення випробувань тощо).

Необхідна при експлуатації енергетичного обладнання в Україні галузева нормативна документація – це сукупність нормативних документів, до якої входять:

- Правила улаштування електроустановок;
- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів;
- Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила;
- Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж;
- Норми випробування електрообладнання;
- Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
- Правила користування електричною енергією;
- Правила приєднання електроустановок до електричних мереж;
- Правила користування тепловою енергією;
- Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України;
- Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води;
- Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж та інші нормативні документи та ін..

3.2.1 *Правила улаштування електроустановок* (ПУЕ) розповсюджуються на знов побудовані і реконструюванні електроустановки до 500 кВ.

В ПУЕ окремим розділом виділені загальні правила улаштування електроустановок (електропостачання і електричні мережі; вибір провідників за нагрівом, економічної щільності струму і за умовами корони; вибір електричних апаратів і провідників за умовами короткого замикання; облік електроенергії; вимір електричних величин; заземлення і захисні засоби електробезпеки тощо). Крім того розглядаються такі питання, як правила улаштування каналізації електроенергії, захисту і автома-

тики, розподільчих пристроїв та підстанції, електросилових установок, електричного освітлення. Окремо в Правилах будови електроустановок (ДНАОП 0.00-1.32-01) розглядаються питання будови спеціальних електроустановок, а саме електроустановок житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків; фізкультурно-оздоровчих, спортивних, культурно-видовищних будинків і споруд, закладів дозвілля та культових; електроустановок у вибухонебезпечних та пожежно небезпечних зонах; електроустановок вантажопідіймальних машин (кранів), ліфтів; електрозварювальних установок та установок електричного кабельного обігрівання.

3.2.2 *Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ)* установлюють основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок споживачів. ПТЕ поширюються на діючі електроустановки напругою до 150 кВ включно, які належать споживачам електричної енергії, незалежно від форм власності та відомчої належності, а також на електроустановки населення напругою понад 1000 В. ПТЕ поширюються також на електроустановки до 1000 В, які перебувають на правах власності в населення, у частині застосування норм випробувань та вимірювання параметрів електрообладнання.

В ПТЕ розглядаються питання організації експлуатації електроустановок (обов'язки працівників; вимоги до працівників і їх підготовка; технічна документація; приймання електроустановок в експлуатацію та допуск на їх підключення до електричної мережі; технічний контроль, обслуговування і ремонт електроустановок; керування електрогосподарством; безпечна експлуатація, виробнича санітарія, пожежна і екологічна безпека). Окремим розділом розглядаються питання експлуатації електрообладнання та електроустановок загального призначення (повітряних ліній електропередавання та струмопроводів; силових кабельних ліній; розподільних установок та підстанцій, силових трансформаторів та масляних реакторів; електричних двигунів; релейного захисту, електроавтоматики та вторинних кіл; заземлювальних пристроїв; конденсаторних та акумуляторних уста-

новок; електричного освітлення; засобів вимірювальної техніки електричних величин), питання випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів.

В розділі, що присвячений експлуатації електроустановок спеціального призначення розглядаються питання експлуатації електрозварювальних та електротермічних установок; електропечей опору та дугових; установок індукційних, високої частоти плазмо-дугових та електронно-променевих; котлів електродних; автономних електростанцій та електроустановок у вибухонебезпечних зонах.

У додатках ПТЕ приведені Норми і методи випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів; основні нормативно-технічні показники, які використовуються при проведенні випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів; перелік документів і розрахунків, що передаються споживачу під час приймання в експлуатацію електроустановок, розміщених у вибухонебезпечних зонах; порядок приймання в експлуатацію електроустановок, розміщених у вибухонебезпечних зонах; зміст оглядів та перевірок електрообладнання, розміщеного у вибухонебезпечних зонах залежно від виду вибухозахисту.

3.2.3 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила висвітлюють такі питання як організаційна структура; завдання персоналу з технічної експлуатації електричних станцій і мереж; приймання в експлуатацію обладнання; техніко-економічні показники; технічний контроль, нагляд за організацією експлуатації; технічне обслуговування, ремонт, модернізація обладнання; технічна документація; вимоги до структури, функцій автоматизованих систем; питання технічної експлуатації окремих видів енергетичного обладнання (теплових мереж, електричних двигунів, силових кабельних ліній тощо); питання оперативного-диспетчерського керування та перемикань в електроустановках та в теплових схемах теплоелектростанцій і теплових мереж.

3.2.4 *Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж* (ПТЕ ТВУ і ТМ) встановлюють основні організаційні і технічні вимоги до безпечної, надійної та економічної експлуатації джерел теплопостачання, теплофікаційних і тепловикористовувальних установок, теплових мереж, систем опалення та вентиляції, гарячого водопостачання, збирання і повернення конденсату, водопідготовки, а також засобів виміральної техніки, окрім ТЕЦ, магістральних теплових мереж та котелень, підключених до них, які належать до сфери управління Мінпаливенерго та на які поширюється дія нормативного документа ГКД 34.20.507 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила". Розглядаються питання організації експлуатації теплових установок і мереж, розподілу і перетворення теплової енергії, використання теплової енергії, дотримання природоохоронних вимог, охорони праці, пожежної безпеки, у додатках приведені форми основних звітних документів.

3.2.5 *Норми випробування електрообладнання* встановлюють нормовані показники вимірювань, випробувань і діагностики електрообладнання електроустановок та обсяги і періодичності їх проведення.

Норми, їх обсяги та періодичність поширюються на основне і допоміжне електрообладнання електроустановок, які виготовляються або беруть участь у виробленні, перетворенні, передаванні та розподілі електроенергії, а саме синхронні генератори, компенсатори, колекторні збудники; машини постійного струму (крім збудників); електродвигуни змінного струму; силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори загального призначення; вимірвальні трансформатори; масляні та електромагнітні вимикачі; повітряні вимикачі; вимикачі навантаження; роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі; комплектні розподільчі пристрої внутрішнього та зовнішнього установлення; заземлюючі пристрої; силові кабельні лінії тощо. Додатково приводяться інструкції з увімкнення в роботу обертових електричних машин; норми випробувань електродвигунів змінного струму, генераторів і синхронних компенсаторів під час ремонту обмоток; розглядаються питання контролю стану

ізоляції трансформаторів перед введенням в експлуатацію та після капітального ремонту; питання тепловізійного контролю електрообладнання та повітряних ліній електропередавання.

3.2.6 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів розповсюджуються на діючі електроустановки споживачів та висвітлюють загальні положення їх безпечної експлуатації; основні вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок; організаційні заходи, що забезпечують працівників під час роботи; технічні заходи, що створюють безпечні умови виконання робіт. *Правила* регламентують проведення робіт щодо запобігання аваріям та ліквідації їхніх наслідків, безпечність короткочасних робіт; правила безпеки під час виконання окремих видів робіт в електроустановках загального та спеціального призначення; опосвідчення стану безпеки електроустановок.

3.2.7 Правила користування електричною енергією регулюють взаємовідносини, які виникають в процесі продажу і купівлі електричної енергії між виробниками або постачальниками електричної енергії та споживачами (на роздрібному ринку електричної енергії).

В *Правилах* розглядаються питання термінології, визначається межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; розглядаються питання встановлення та експлуатації засобів обліку і управління електроспоживанням; режимів постачання електричної енергії; укладання договорів; розрахунків за користування електричною енергією; визначаються умови припинення або обмеження постачання та передачі електричної енергії; визначаються права, обов'язки та відповідальність постачальника електричної енергії за регульованим і нерегульованим тарифами, споживачів електричної енергії та електропередавальної організації.

3.2.8 *Правила приєднання електроустановок до електричних мереж* регулюють діяльність суб'єктів природних монополій з питань доступу споживачів до товарів, що виробляються (реалізуються) суб'єктами природних монополій і затверджені з метою забезпечення рівноправного доступу об'єктів господарювання до електричних мереж.

Крім загальних положень в *Правила* висвітлюють питання підготовки та видачі технічних умов та їх виконання; описують процедуру отримання допуску на підключення та процедуру підключення електроустановок до електричних мереж. В додатках *Правил* приведені типові форми документації, що необхідна при приєднанні електроустановок до електричних мереж (опитувальний лист; технічні умови приєднання електроустановок до електричних мереж; заява про проведення технічного огляду та оформлення допуску на підключення електроустановки до електричної мережі; перелік засобів обліку електричної енергії; акт допуску на підключення електроустановки до електричної мережі; примірний договір про приєднання електроустановок до електричної мережі).

3.2.9 *Правила користування тепловою енергією* визначають взаємовідносини між постачальниками і споживачами теплової енергії. В *Правилах* розглядаються питання технічних умов на приєднання споживачів теплової енергії; допуску до експлуатації систем теплоспоживання; установлення й експлуатації приладів обліку та регулювання параметрів теплової енергії; експлуатації споживачами систем теплоспоживання; державного енергетичного нагляду за системами теплоспоживання й тепlopостачання; умов припинення та обмеження подачі теплової енергії; обов'язків та відповідальності енергопостачальної організації; прав та обов'язків споживача теплової енергії; порядку розрахунків за користування тепловою енергією.

3.2.10 *Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України* є обов'язковими для усіх підприємств, об'єднань і організацій, зайнятих

видобутком, транспортуванням, збутом і споживанням природного газу, проектуванням систем газопостачання і газоспоживаючого обладнання та його налагоджуванням, незалежно від їх відомчого підпорядкування і форми власності. В *Правилах* розглядаються загальні питання газопостачання та газоспоживання; питання кількості та якості природного газу, що подається; висувуються вимоги до проектів газоспоживання; розглядаються питання приєднання споживачів природного газу до магістральних газопроводів (відводів) та газових мереж населених пунктів; обов'язків споживачів природного газу за вимогами раціонального й ефективного використання природного газу; питання взаємовідносин між газопостачальними, газозбутовими організаціями і споживачами природного газу; питання обов'язків постачальників природного газу; умови припинення та відновлення подачі газу споживачам; питання порядку розрахунків за природний газ та майнової відповідальності.

3.2.11 *Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води* визначають вимоги щодо проектування, виготовлення, монтажу, налагодження, експлуатації, діагностування, ремонту та реконструкції трубопроводів, що трансформують водяний пар або гарячу воду.

Правила встановлюють вимоги до :

- трубопроводів пари з робочим тиском пари понад 0,07 МПа (0,7 кгс/см²);
- трубопроводів гарячої води з температурою води понад 115° С;
- редуційно-охолоджувальних пристроїв і колекторів, що є складовою частиною трубопроводу.

В *Правилах* розглядаються питання відповідальності за їх порушення; безпечної експлуатації трубопроводів і напівфабрикатів, придбання яких здійснюється за кордоном; порядок розслідування аварій і нещасних випадків; питання проектування; матеріалів і напівфабрикатів; виготовлення, монтажу, реконструкції, ремонту і налагодження трубопроводів; реєстрації, технічного опосвідчення і дозволу на експлуатацію трубопроводів;

оскарження рішення експертно-технічного центру або спеціалізованої організації; організації безпечної експлуатації і ремонту трубопроводів; фарбування та написів на трубопроводах; контроль за дотриманням *Правил*.

3.2.12 Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж регулюють взаємовідносини, що виникають між власниками електричних мереж та замовниками під час приєднання та підключення новозбудованих, реконструйованих чи модернізованих когенераційних установок замовників до електричних мереж. Крім загальних положень в *Правила* висвітлюють питання підготовки та видачі технічних умов та їх виконання; описують процедуру отримання допуску на підключення та процедуру підключення когенераційних установок до електричних мереж. В додатках *Правил* приведені типові форми документації, що необхідна при приєднанні когенераційних установок до електричних мереж (опитувальний лист; технічні умови приєднання до електричних мереж когенераційних установок).

Крім галузевої нормативної документації існує *підгалузева нормативна документація*. Зокрема, до таких нормативних експлуатаційних документів відносяться:

- Система планово-запобіжного ремонту і технічного обслуговування електрообладнання сільськогосподарських підприємств;
- Система технічного обслуговування та ремонту обладнання енергогосподарств промислових підприємств тощо.

В цих документах приводяться нормативи з періодичності та трудомісткості виконання технічного обслуговування та ремонту відповідного енергетичного обладнання, типові обсяги робіт при технічному обслуговуванні та ремонті, норми витрат матеріалів та запасних частин для виконання цих робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання, норми резервного енергетичного обладнання.

3.3 Технічна та експлуатаційна документація

Технічна експлуатація енергетичного обладнання передбачає наявність відповідних документів. За вимогами ПТЕ у кожного споживача повинна бути така *технічна документація*:

- генеральний план ділянки, на який нанесені будівлі, споруди та підземні електротехнічні комунікації;
- технічні умови на приєднання до електричних мереж та довідка про їх виконання, видана власником електричних мереж;
- затверджена проектна документація (креслення, пояснювальні записки тощо) з усіма змінами;
- акти приймання прихованих робіт;
- акти випробувань і налагодження електроустановок;
- акти приймання електроустановок в експлуатацію; виконавчі схеми первинних і вторинних електричних з'єднань;
- акти розмежування електричних мереж за балансовою належністю та експлуатаційною відповідальністю між споживачем і електропередавальною організацією;
- технічні паспорти основного електрообладнання, будівель і споруд об'єктів, сертифікати на електрообладнання і матеріали, що підлягають сертифікації;
- інструкції з експлуатації електроустановок, посадові інструкції, а також інструкції з охорони праці та пожежної безпеки на кожному робочому місці.

Для кожного структурного підрозділу чи самостійної виробничої дільниці необхідно мати:

- паспортні карти або журнали з переписом електроустановок та засобів захисту із зазначенням їхніх технічних даних, а також присвоєними їм інвентарними номерами (до паспортних карт або журналів додаються протоколи та акти випробувань, ремонту і ревізії обладнання);
- креслення електрообладнання, електроустановок і споруд, комплекти креслень запасних частин, виконавчі креслення трас повітряних та кабельних ліній, кабельні журнали;
- креслення підземних кабельних трас і заземлювальних пристроїв з прив'язками до будівель і постійних споруд, а також

із зазначенням місць установаження з'єднувальних муфт кабелів і перетинів їх з іншими комунікаціями;

- загальні схеми електропостачання, складені для споживача в цілому та для окремих цехів і дільниць;

- комплект експлуатаційних інструкцій з обслуговування електроустановок цеху, дільниці;

- комплект посадових виробничих інструкцій для кожного робочого місця, інструкцій з охорони праці, а також інструкцій про заходи пожежної безпеки;

- акти або письмові розпорядження керівника споживача про розмежування електричних мереж за балансовою належністю і експлуатаційною відповідальністю між структурними підрозділами.

Усі зміни в електроустановках, зроблені під час експлуатації, повинні відображатись у схемах і кресленнях за підписом особи, відповідальної за електрогосподарство, із зазначенням дати внесення змін.

Відомості про зміни в схемах повинні доводитися до всіх працівників (із записом в оперативному журналі), для яких є обов'язковим знання цих схем.

Електричні (технологічні) схеми повинні переглядатися на їх відповідність фактичним експлуатаційним не рідше одного разу на три роки з відміткою в них про перевірку.

Комплект необхідних схем електропостачання повинен бути на робочому місці в особи, відповідальної за електрогосподарство.

Комплект оперативних схем електроустановок даного цеху, дільниці та електроустановок, електрично з'єднаних з іншими цехами і дільницями, повинен зберігатись у чергового цеху, дільниці.

Основні електричні схеми електроустановки вивішуються на видному місці в приміщенні даної електроустановки.

У споживачів, що мають особливі умови виробництва або електроустановки, експлуатація яких не передбачена ПТЕ, повинні бути розроблені виробничі інструкції та інструкції з охорони праці і пожежної безпеки для електротехнічних працівників, що обслуговують електроустановки. Ці інструкції затверджуються

керівником споживача з урахуванням характеру і технології виробництва, особливостей обладнання тощо.

На кожній виробничій дільниці, у цеху повинен бути комплект необхідних інструкцій за затвердженим переліком. Повний комплект інструкцій повинен зберігатися в особи, відповідальної за електрогосподарство цеху чи дільниці, а необхідний комплект - у працівника на робочому місці.

Інструкції переглядаються не рідше ніж один раз на три роки.

На робочих місцях оперативного персоналу (на підстанціях, у розподільних установках або приміщеннях, відведених для працівників, які обслуговують електроустановки) необхідно вести таку документацію:

- оперативну схему або схему-макет;
- оперативний журнал;
- бланки нарядів-допусків на виконання робіт в електроустановках;
- бланки перемикачів;
- перелік складних перемикачів, що виконуються за бланками перемикачів;
- перелік інвентарних засобів захисту;
- журнал дефектів та неполадок на електроустановках;
- журнал заявок на виведення у ремонт електрообладнання;
- журнал показів контрольно-вимірювальних приладів і електрولیчильників;
- журнал обліку споживання електричної енергії, півгодинних вимірів навантаження в години максимуму енергопостачальної організації;
- перелік робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- журнал обліку виробничого інструктажу;
- журнал обліку протипожежних тренувань та протипожежних тренувань;
- журнал пристроїв релейного захисту, автоматики і телемеханіки (далі - РЗАіТ) та карти їх уставок (у тому числі частотного розвантаження);
- журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями;

- комплект виробничих інструкцій, інструкцій з охорони праці та пожежної безпеки;
- журнал видачі та повернення ключів від приміщень з електроустановками;
- список електроустановок, що перебувають в оперативному керуванні та/або провадженні вищого оперативного персоналу;
- положення про порядок взаємовідносин з оперативним персоналом електропередавальної організації;
- списки працівників:
 - 1) які мають право оформляти розпорядження та наряди на виконання робіт;
 - 2) які мають право одноосібного огляду електроустановок та електротехнічної частини технологічного електрообладнання;
 - 3) які мають право давати оперативні розпорядження та вести оперативні переговори (керівний черговий персонал у зміні);
 - 4) які мають право виконувати оперативні перемикання;
 - 5) відповідальних оперативних працівників електропередавальної організації;
 - 6) які мають право бути допускателем, керівником робіт, наглядачем, членом бригади;
 - 7) допущених до перевірки підземних споруд на наявність газу.

Крім того, на робочому місці оперативного персоналу повинні бути:

- інструкція про порядок дії персоналу в разі виникнення аварійних та надзвичайних ситуацій, а також пожеж;
- повідомлення електропередавальної організації про встановлення граничних величин споживання електричної енергії та потужності, а також графіки обмеження та аварійного відключення споживачів;
- затверджений у встановленому порядку перелік постійно діючих заходів зі зниження навантаження в години контролю максимуму електричної потужності;
- розроблені та затверджені регульовальні заходи щодо зниження споживання електричної енергії та потужності для за-

безпечення встановлених режимів електроспоживання у відповідності до доведених графіками обмеження;

- документи щодо допустимих на робочому місці параметрів факторів виробничого середовища: мікроклімату, шуму, освітленості, рівнів електромагнітних полів тощо згідно з Державними санітарними нормами.

Залежно від особливостей місцевих умов виробництва обсяг оперативної документації може бути доповнений за рішенням керівника споживача чи особи, відповідальної за електрогосподарство.

Оперативну документацію періодично (у встановлений на підприємстві термін, але не рідше одного разу на місяць) повинні переглядати вищі електротехнічні працівники та/або працівники зі складу керівників і спеціалістів, які зобов'язані вживати заходів щодо усунення виявлених дефектів і порушень.

При експлуатації енергетичного обладнання необхідні *експлуатаційні документи*, які призначені для експлуатації енергетичного обладнання; ознайомлення з їх конструкцією; вивчення правил експлуатації; відображення інформації, яка підтверджує гарантовані виробником значення основних параметрів та характеристик енергетичного обладнання, гарантій та відомостей про його експлуатацію (технічне обслуговування, ремонт тощо), а також відомостей про його утилізацію.

Види експлуатаційних документів:

- інструкція з експлуатації;
- інструкція з монтажу, пуску, регулювання та обкатки виробу;
- формуляр;
- паспорт;
- етикетка;
- каталог деталей та збірних одиниць;
- норми витрат запасних частин;
- норми витрат матеріалів;
- відомість комплекту запасних частин та інструменту;
- навчально-технічні плакати;
- відомість експлуатаційних документів.

Залежно від призначення виробу, умов експлуатації та обсягу інформації, яка розміщується в експлуатаційних документах, обов'язково складають або паспорт, або етикетку, або формуляр. Необхідність розробки того чи іншого документу встановлює розробник.

Паспорт – документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, а також відомості про сертифікацію та утилізацію виробу.

Етикетка - документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, відомості про сертифікацію виробу.

Формуляр - документ з відомостями про гарантії виготовлювача, значення основних параметрів і характеристик виробу, відомості про технічний стан даного виробу, відомості про сертифікацію та утилізацію виробу, а також відомості, які вносяться в період його експлуатації (тривалість та умови роботи, технічне обслуговування, ремонт та інші дані).

Формуляр на виріб містить титульний аркуш, лист змісту, правила ведення формулярів та паспортів і, в загальному вигляді, складається з таких розділів:

- загальні вказівки;
- основні відомості про виріб;
- основні технічні дані;
- індивідуальні особливості виробу;
- комплектність;
- ресурс, термін служби та зберігання, гарантії виробника (постачальника);
- консервація;
- свідоцтво про пакування;
- свідоцтво про приймання;
- рух виробу при експлуатації;
- облік роботи виробу;
- облік технічного обслуговування;
- облік роботи по бюлетеням та вказівкам;
- роботи при експлуатації;

- зберігання;
- ремонт;
- особливі позначки;
- відомості про утилізацію;
- контроль стану виробу та ведення формуляру;
- перелік додатків.

Рекомендовані стандартом форми таблиць та записів про виконання робіт технічної експлуатації, приведені в додатку А.

Під час експлуатації енергетичного обладнання необхідні також інші документи, серед яких можна відмітити “*Енергетичний паспорт підприємства*”, що запроваджується на підприємствах усіх форм власності, які мають річне споживання паливно-енергетичних ресурсів понад 1000 т у. п., або 3000 Гкал і більше теплоенергії, або встановлену дозволена потужність електроенергії 100 кВт і більше. Паспорт відображає фактичний склад енергогенерувального, енергоспоживного та енергопостачального обладнання, їх характеристики та стан використання паливно-енергетичних ресурсів.

Безпечне виконання робіт з технічної експлуатації енергетичного обладнання залежить від ретельного виконання вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води та інших нормативних документів з безпеки праці. Це передбачає й своєчасне проведення інструктажів, стажування, перевірки працівників щодо знання цих нормативних документів та інші заходи. Звітність про виконання необхідних заходів виконується у вигляді документів (див. додаток Б), форма і порядок заповнення яких регламентується вказаними нормативними документами. Результати перевірок та випробувань енергетичного обладнання, вимірювань його характеристик оформлюють у вигляді протоколів.

Документація може зберігатися на магнітних носіях даних, зокрема, на гнучких магнітних дисках (дискетах) або в комп’ютері. Тверді копії документів, оригінали яких зберігаються в комп’ютері, отримують за допомогою принтеру, що значно полегшує ведення необхідної документації.

Питання для самоконтролю

1. Які види документів є нормативними?
2. Які основні питання розглядаються в Правилах улаштування електроустановок?
3. Які основні питання розглядаються в Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів?
4. Які основні питання розглядаються в Правилах користування електричною енергією?
5. Які основні питання розглядаються в Правилах приєднання електроустановок до електричних мереж?
6. Які основні питання розглядаються в Правилах користування тепловою енергією?
7. Яка технічна документація повинна бути у кожного споживача?
8. З якою періодичністю повинні переглядатися електричні (технологічні) схеми на їх відповідність фактичним експлуатаційним?
9. Списки яких працівників мають бути на робочих місцях оперативного персоналу?
10. Які види експлуатаційних документів ви знаєте?
11. В якому експлуатаційному документі відображаються відомості про технічний стан даного виробу, а також відомості, які вносяться в період його експлуатації (тривалість та умови роботи, технічне обслуговування, ремонт та інші дані)?

РОЗДІЛ 4

ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ В АГРОПРОМИСЛОВОМУ КОМПЛЕКСІ*

4.1 Номенклатура енергетичного обладнання

Енергетичне обладнання, що експлуатується в агропромисловому комплексі (АПК), можна умовно віднести до таких основних груп:

1) енергетичне обладнання системи електропостачання АПК (розподільчі пристрої, трансформатори силові, повітряні та кабельні лінії електропередавання, конденсаторні установки, джерела резервного живлення тощо);

2) енергетичне обладнання електрифікованих технологічних процесів сільськогосподарського виробництва (електричні обертові машини; обладнання електронагрівання; електроенергетичне обладнання освітлення та опромінення; обладнання електрозварювання; випрямлячі і перетворювачі; апарати керування та захисту, силові збірки, щити і освітлювальні щитки; низьковольтні комплектні пристрої, шафи, станції керування; трансформатори місцевого освітлення і для живлення ручних електричних машин; внутрішні силові та освітлювальні проводки; стаціонарні акумуляторні батареї; електровимірювальні прилади; засоби автоматики; тягові електромагніти; електрична частина технологічного обладнання; пристрої електробезпеки; апаратура зв'язку; установки електротехнологій тощо);

3) енергетичне обладнання тепlopостачання (теплові та тепловикористовувальні установки: геліоустановки, котельні тощо; обладнання теплових пунктів та теплових мереж);

4) енергетичне обладнання газопостачання (обладнання газорозподільної мережі, а саме зовнішні газопроводи, обладнання

* Використані джерела [2-5,10,14,16,22,24,25,36,39,43,50,71,73,75,79-81]

газорозподільних станцій та газорегуляторних пунктів, системи автоматизованого управління технологічним процесом розподілення газу тощо; обладнання мережі газоспоживання, до якої належать мережа внутрішніх газопроводів, газове обладнання, система автоматики безпеки та регулювання процесу згоряння газу, газовикористовувальне обладнання).

Номенклатура енергетичного обладнання дуже різноманітна і постійно розширюється, оскільки відкриваються нові напрямки застосування енергоресурсів та енергоносіїв у сільськогосподарському виробництві.

4.2 Класифікація електротехнічного обладнання за функціональним призначенням

Електротехнічне обладнання, як правило, має чітко визначене функціональне призначення. Тому електротехнічне обладнання класифікується стандартами за рядом ознак, і зокрема:

1) *за галузевим призначенням:*

- загального призначення;
- спеціального призначення;
- спеціалізованого призначення;
- побутового призначення;
- народногосподарського призначення;
- занурювальне;
- хімічностійке;

2) *за ступенем захисту від впливу навколишнього середовища:*

- відкрите;
- захищене;
- краплезахищене;
- бризкозахищене;
- водозахищене;
- теплозахищене;

- теплонепроникне;
- закрите;
- герметичне;
- вибухозахищене;
- підвищеної надійності проти вибуху;
- вибухобезпечне;
- особливовибухобезпечне;
- рудникове;

3) залежно від місця знаходження:

- зовнішньої установки для експлуатації поза приміщеннями чи спорудами (на відкритому повітрі);
- внутрішньої установки для експлуатації у приміщеннях, спорудах;

4) за виконанням:

- стаціонарне;
- пересувне;
- переносне;
- наземне;
- бортове;
- для літальних апаратів;
- суднове;
- тягове;
- кранове;

5) за відповідністю мережі живлення:

- однофазне;
- багатофазне.

4.3 Експлуатаційні властивості енергетичного обладнання

Експлуатаційні властивості енергетичного обладнання - це ті його об'єктивні особливості або ознаки якості, що характеризують, в якій мірі той чи інший виріб відповідає вимогам експлуатації. Цю відповідність закладають під час розробки і виро-

бництва енергетичного обладнання, а реалізують у процесі його експлуатації. Під час розробки і виробництва енергетичного обладнання закладають його конструктивні, техніко-економічні, енергетичні, агрозоотехнічні, ергономічні властивості та властивості, пов'язані з надійністю енергетичного обладнання. Під час експлуатації енергетичного обладнання ці властивості реалізуються, характеризуючи, в якій мірі енергетичне обладнання відповідає вимогам експлуатації. Класифікація експлуатаційних властивостей енергетичного обладнання наведена на рисунку 2.

Оцінку експлуатаційних властивостей здійснюють шляхом визначення та порівняння з нормативними значеннями (або ж у подібних виробів) кількісних одиничних чи комплексних показників. Звісно, що одиничний показник дозволяє оцінити одну якість властивість, а комплексний - групу властивостей.

За фактором часу показники експлуатаційних властивостей поділяють на номінальні, робочі та результуючі. Експлуатація енергетичного обладнання має бути такою, щоб результуючі показники за кожною із властивостей не були гіршими за номінальні.

Номінальні показники – це вказані виробником енергетичного обладнання значення основних параметрів, що регламентують його властивості і є вихідними для відліку відхилень від цього значення під час випробувань і в експлуатації. Їх вказують в технічній документації і на заводському щитку енергетичного обладнання.

Робочі показники – це фактичні значення, які спостерігаються в даний момент експлуатації енергетичного обладнання в результаті конкретного сполучення діючих факторів. Вони дають так звану “точкову” оцінку властивостей.

Результуючі показники – це середні або середньозважені значення за деякий період експлуатації енергетичного обладнання (сезон, рік або строк служби). Вони дають повнішу уяву про ефективність використання і результативність обслуговування (ремонт) енергетичного обладнання.

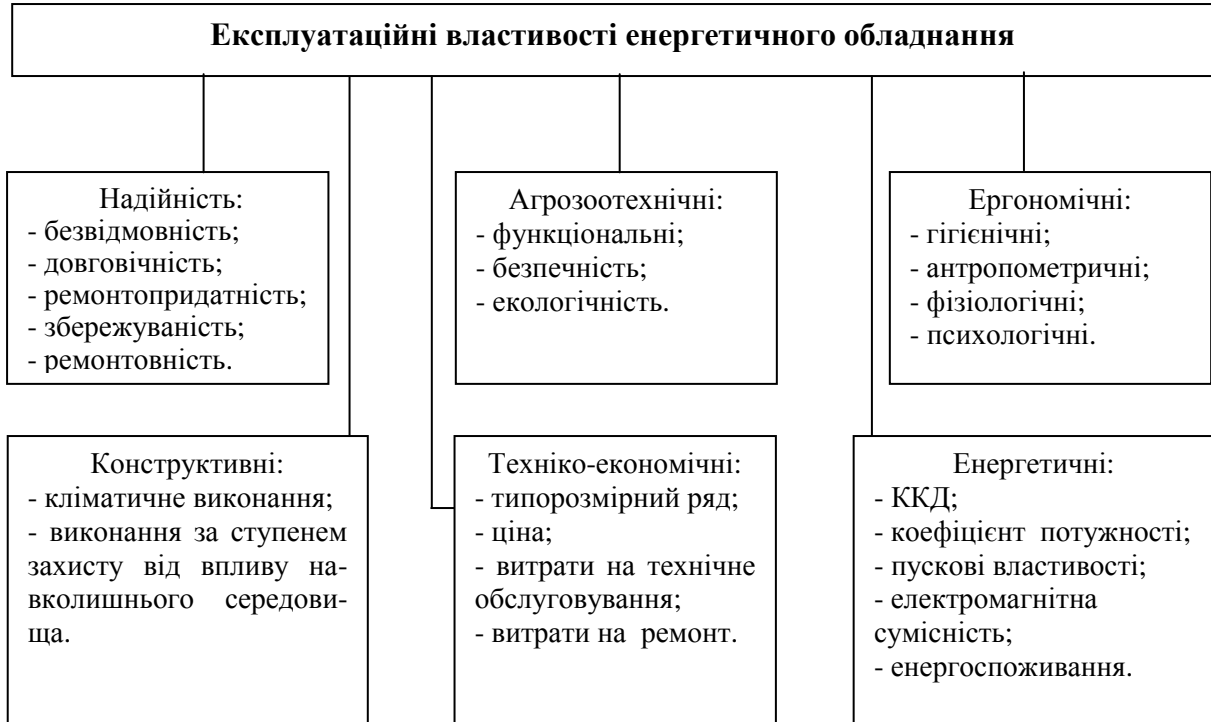


Рисунок 2

4.4 Умови експлуатації енергетичного обладнання

Під **умовами експлуатації** розуміють сукупність значень зовнішніх факторів, які під час експлуатації виробу чи пристрою можуть на нього впливати. Існують умови електропостачання, використання, навколишнього середовища, обслуговування.

4.4.1 Умови електропостачання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, де використовується електрообладнання, характеризуються такими особливостями:

- в сільських розподільних мережах електропостачання застосовуються переважно розгалужені довгі повітряні лінії електропередавання;
- у сільській місцевості існує велика кількість відносно невеликих, різних за потужністю і навантаженням, віддалених одне від одного на значні відстані електрифікованих технологічних установок;
- електрообладнання має переважно нерівномірний графік навантаження (наявність вечірніх і ранкових піків навантаження);
- у сільській місцевості існує велика кількість однофазних електроприймачів, збільшується кількість напівпровідникової техніки.

Ці особливості суттєво впливають на якість та надійність електропостачання, що в свою чергу впливає на ефективність експлуатації електрообладнання.

4.4.2 Умови використання енергетичного обладнання АПК обумовлюються, насамперед, режимами його роботи.

Режими роботи виробу чи пристрою поєднують у собі умови його роботи за визначений проміжок часу з урахуванням їхньої тривалості, послідовності, а також значень та характеру навантаження.

Режими роботи електрообладнання за значеннями їхніх параметрів розподіляються на усталений, перехідний, номінальний, нормальний, аномальний, аварійний.

Усталений режим роботи виробу чи пристрою характерний тим, що значення всіх параметрів режиму залишаються практично незмінними або ж періодично змінюються.

Перехідний режим роботи виробу чи пристрою - режим переходу від одного усталеного режиму до іншого.

Номінальний режим роботи виробу чи пристрою характерний тим, що значення кожного із параметрів відповідає номінальному.

Нормальний режим роботи виробу чи пристрою як характерну ознаку має відповідність усіх параметрів робочим значенням.

Аномальний режим роботи виробу чи пристрою, коли значення хоча б одного із параметрів режиму виходить за межі найбільшого або найменшого значення.

Аварійний режим роботи виробу чи пристрою – режим роботи за умови виникнення аварії. Наприклад, аварійний режим електротехнічного виробу чи пристрою пов'язаний із такими значеннями відхилення напруги (струму), що за достатньої тривалості роботи це загрожує пошкодженням або руйнуванням виробу (пристрою).

В залежності від навантаження режими роботи електротехнічного виробу (пристрою) розподіляються на:

- режим неробочого ходу (без навантаження);
- режим короткого замикання, коли електричний опір навантаження дорівнює нулю або ж якщо виріб з'єднаний із джерелом живлення і знаходиться у загальмованому чи заклиненому стані (для прикладу, заклинений асинхронний двигун);
- режим навантаження електротехнічного виробу (пристрою) характерний тим, що він віддає енергію зовнішньому об'єкту.

Розрізняють режими і в залежності від тривалості роботи виробу чи пристрою:

- тривалий;
- короткочасний;

- переривчасто-тривалий;
- повторно-короткочасний.

Детальніше режими та умови роботи встановлені стандартами для електричних машин, де виділені вісім типових режимів, яким властиві певні типи навантаження і відповідно характер зміни електричних втрат та температури:

S1 - тривалий;

S2 - короткочасний;

S3 - повторно-короткочасний;

S4 - режим повторно-короткочасного навантаження, включно з пуском;

S5 - повторно-короткочасний з частими пусками та електричним гальмуванням;

S6 - почерговий;

S7 – почерговий з частими реверсами;

S8 – почерговий зі змінами частоти обертання.

Часовий режим використання електрообладнання АПК характеризується тривалістю його знаходження під навантаженням і в технологічних паузах, а також зміною періодів роботи і пауз. Важливий показник цього режиму – число годин використання електрообладнання за добу. Часовий режим використання електрообладнання в умовах сільського господарства має свої специфічні особливості, що визначаються технологією виробництва продукції і організацією праці. За добу режим роботи електрообладнання цілком визначається характером технологічного процесу, який виконується робочою машиною.

Розглянемо детальніше декілька розповсюджених режимів роботи електродвигунів в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва: S1 - тривалий; S2 - короткочасний; S3 - повторно-короткочасний.

S1 (див. рисунок 3,а) характеризується тим, що тривалість роботи машини в технологічному процесі t_p достатня для досягнення практично сталої температури θ_{\max} всіх частин електродвигуна за незмінного навантаження (за годину температура змінюється не більше ніж на 2 К). Тривалість режиму S1 понад одну годину (вентилятори, насоси, станки тощо).

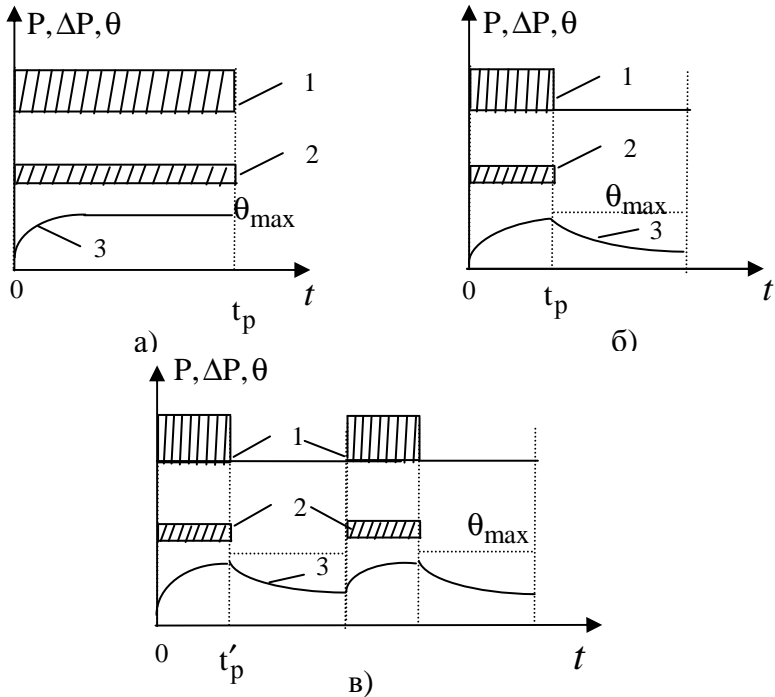


Рисунок 3 - Характерні режими роботи електродвигунів в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва: а) тривалий S1; б) короткочасний S2; в) повторно-короткочасний S3, де 1 – активна потужність (P); 2 – втрати активної потужності (ΔP); 3 – температура (θ).

S2– за незмінного навантаження (див. рисунок 3,б) після періоду роботи, як правило, не більш однієї години, двигун вмикається на тривалий час. При цьому тривалість роботи технологічної машини недостатня для досягнення сталої температури електродвигуна, а під час технологічних пауз він встигає охолонути до температури навколишнього середовища (роздавачі кормів, транспортери для збирання гною тощо).

S3 – якщо за технологічним процесом необхідно почергове вмикання та вимикання електродвигуна і при цьому тривалість циклу “робота – пауза” не перевищує 10 хвилин. Режим характеризується ідентичними циклами навантаження (див. рисунок3,в).

За цикл електродвигун не встигає нагрітися до сталої температури, а за час паузи – охолонути до температури навколишнього середовища, при цьому наявність пускового струму суттєво не впливає на нагрів (безбашенна водокачка, кран–балка тощо).

Однією з головних причин досягнення граничного стану ізоляції обмоток електродвигунів є її тепловий знос. Тому у разі наукового обґрунтування рекомендацій з періодичності проведення поточних ремонтів враховують тривалість роботи електродвигунів за добу.

Особливість використання деяких електродвигунів в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва – нестабільність завантаження, що зумовлена нерівномірним подаванням матеріалів в них, різними властивостями продукції, що обробляється, використанням нетрадиційних кормів тощо. Ці фактори визначають у багатьох випадках низьку середню завантаженість електродвигунів за великої ймовірності короткочасних змінних навантажень. Електродвигуни вентиляторів, калориферів, сушарок та інших машин мають постійне навантаження; електродвигуни млинів, подрібнювачів – змінне. Ці особливості режимів роботи електродвигунів зумовлюють відносно низьке навантаження їх за потужністю, а також висувують окремі вимоги до захисту електродвигунів від перевантаження в аварійних режимах.

Суттєва особливість використання багатьох енергетичних установок АПК – сезонність їхньої роботи. Це вимагає додаткових заходів із зберігання, консервації та розконсервації енергетичного обладнання (якщо енергетичне обладнання не використовується за призначенням понад двох місяців).

Питання збереження енергетичного обладнання регламентовані стандартами, де визначаються 9 груп умов зберігання. (див. додаток В, таблицю В.3). Для кожної із груп умов зберігання визначені кліматичні фактори у сховищах (місці зберігання).

4.4.3 Умови навколишнього середовища

Навколишнє середовище – середовище, де встановлене і працює енергетичне обладнання або його окремі елементи.

Умови навколишнього середовища у сільськогосподарському виробництві відрізняються значними коливаннями температури, високою вологістю, наявністю пилу та хімічно активних реагентів.

Досить багато машин та обладнання знаходяться на відкритому повітрі під впливом сукупності кліматичних факторів: температури, атмосферних опадів та сонячної радіації. Часто електрифіковане технологічне обладнання у тваринництві і птахівництві виявляється незахищеним у зоні обробітку дезінфікуючими розчинами та аерозолями.

За різноманітністю умов навколишнього середовища сільськогосподарському виробництву практично неможливо знайти аналог в інших галузях народного господарства. До того ж, усі негативні фактори діють тут сукупно, що суттєво інтенсифікує їхню руйнівну дію.

Ситуація ускладнюється ще і тим, що певна частина енергетичного обладнання, зокрема електрообладнання, за своїм виконанням зовсім чи частково не відповідає умовам навколишнього середовища. Мають місце також серйозні порушення технології виконання монтажних робіт. Внаслідок цього термін служби обладнання різко скорочується аж до виходу його з ладу, що приносить значні збитки.

Питання взаємодії енергетичного обладнання з навколишнім середовищем настільки важливе, що потребує детального розгляду. Навколишнім середовищем для основних видів енергетичного обладнання є повітря, ґрунт, вода, ізолювальна рідина.

Для повітряних ліній електропередавання, зовнішніх розподільчих пристроїв, комплектних трансформаторних підстанцій тощо - це атмосферне повітря, для внутрішніх електроустановок - повітря у приміщеннях, де вони розташовані. Для кабельних ліній електропередавання навколишнім середовищем частіше слугує земля, для заглиблених електронасосних агрегатів та нагрівних елементів водонагрівників - вода, для обмоток масляних силових трансформаторів - трансформаторне масло.

Вплив навколишнього середовища на обладнання можна розглядати як дію таких груп факторів:

- кліматичних, як природних, так і штучних (температура, вологість, забрудненість атмосфери);
- біологічних (плісняві гриби, бактерії, комахи, гризуни);
- механічних (перевантаження, вібрація).

У сільськогосподарському виробництві показники кліматичних факторів сягають таких значень:

- температура навколишнього середовища протягом року коливається від мінус 5°C до плюс 40°C (для зовнішніх електроустановок розширюється нижня межа);
- відносна вологість змінюється від 18% до 100%;
- вміст пилу у повітрі виробничих приміщень сягає:
 корівники, свинарники..... 3...6 мг/м³;
 пташники.....10...20 мг/м³;
 млини, комбикормові заводи..... 0,2...240 мг/м³;
- вміст аміаку (NH₃) та сірководню (H₂S) у тваринницьких приміщеннях знаходиться в межах 10...30 мг/м³;
- вуглекислий газ (CO₂) становить за об'ємом від 0,1 до 0,2%.

Вказані значення значно перевищують допустимі, а тому з метою підтримання належного рівня експлуатаційної надійності енергетичного обладнання його необхідно захистити від впливу навколишнього середовища. При цьому необхідно мати чітке уявлення про механізм цього впливу (див. таблицю 3).

Таблиця 3 - Вплив умов навколишнього середовища на експлуатаційну надійність енергетичного обладнання

Фактори впливу	Прояв впливу
Надміру висока температура повітря	Прискорене старіння електроізоляційних матеріалів; зменшення в'язкості рідких діелектриків, заливних мас кабельних муфт та мастила у підшипниках
Різкі коливання температури	Погіршення електричних властивостей діелектриків; механічні пошкодження (зокрема розтріскування) електроізоляційних матеріалів
Висока температура за недостатньої вологості повітря	Висихання і деформація елементів ізоляції

Продовження табл.3.

Підвищена вологість повітря	Корозія металевих деталей і вузлів; погіршення електричних та механічних властивостей електроізоляційних матеріалів (зокрема електричної міцності трансформаторного масла, опору ізоляції); зародження плісняви
Сонячна радіація (УФ та ІЧ випромінювання)	Скорочення терміну служби гумової та полівінілхлоридної ізоляції проводів і кабелів; розтріскування окремих елементів ізоляції, лакофарбового покриття
Наявність пилу (зокрема абразивних частинок)	Прискорене розтріскування обертових частин; при високій вологості погіршення властивостей електроізоляційних матеріалів, погіршення тепловіддачі електродвигунів (утворення "панцира")
Надмірний вміст аміаку (NH ₃), сірководню (H ₂ S), вуглекислоти (CO ₂)	Погіршення стану електричних контактів, поверхонь тертя, корозія металевих виробів
Біологічні фактори	Корозія металевих виробів, погіршення властивостей електроізоляційних матеріалів. Втрата гнучкості та еластичності гумовими виробами внаслідок дії плісняви. Руйнування елементів обладнання з органічних матеріалів мікроорганізмами, комахами і гризунами. Погіршення електроізоляційних властивостей внаслідок скупчення павутини
Механічні навантаження та перевантаження	Пошкодження деталей і вузлів внаслідок ударів, поштовхів і вібрації, викликані поганою якістю монтажу, несиметриєю напруги у мережі живлення тощо

У додатку В наведена класифікація приміщень за умовами навколишнього середовища та умови експлуатації електротехнічних виробів у приміщеннях з хімічно активним середовищем.

4.4.4 Умови обслуговування

Особливості обслуговування енергетичного обладнання АПК впливають на ефективність його технічної експлуатації.

Значний типорозмір енергетичного обладнання та його широка номенклатура вимагає наявності в службі технічної експлуатації відповідно широкої номенклатури резервного обладнання, запасних частин, технічних засобів, витратних матеріалів для технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання, що за умов сільського господарства не завжди вдається забезпечити.

Внаслідок значних відстаней між енергетичним обладнанням при визначенні необхідної кількості обслуговуючого персоналу слід враховувати час на його переїзди та переходи до об'єктів обслуговування, який може збільшуватися внаслідок недостатньої якості транспортних зв'язків між об'єктами обслуговування. Тому не завжди вчасно на підприємствах АПК усуваються відмови енергетичного обладнання. Крім того, рівень кваліфікації обслуговуючого персоналу в сільській місцевості залишається не досить високим.

Питання для самоконтролю

1. До яких основних груп відноситься енергетичне обладнання, що використовується в АПК?
2. За якими ознаками класифікується стандартами електротехнічне обладнання?
3. Що означає термін „експлуатаційні властивості енергетичного обладнання”?
4. Чим відрізняються результуючі показники експлуатаційних властивостей від номінальних та робочих показників?
5. Чим характеризуються умови електропостачання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва?
6. Які існують режими роботи енергетичного обладнання?
7. Які особливості використання електродвигунів в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва?
8. Чим характеризуються умови навколишнього середовища підприємств АПК, де використовується енергетичне обладнання?
9. Який вплив умов навколишнього середовища на експлуатаційну надійність енергетичного обладнання?
10. Які особливості умов обслуговування енергетичного обладнання АПК?

РОЗДІЛ 5

ОСНОВИ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

Оптимізація – це процес вибору найкращого варіанту із можливих. Оптимізація експлуатації енергетичного обладнання спрямована на досягнення найбільшого економічного ефекту. При цьому першим етапом є правильний вибір енергетичного обладнання.

5.1 Раціональний вибір енергетичного обладнання

Ускладнює правильність вибору енергетичного обладнання невизначеність вихідної інформації ще на стадії проектування, бо не вдається точно визначити умови експлуатації обладнання:

- умови навколишнього середовища, де буде знаходитися обладнання;
- можлива невідповідність між розрахунковим і фактичним режимом роботи;
- можливе погіршення експлуатаційних властивостей обладнання і технологічних об'єктів, де воно використовується тощо.

Тому в експлуатації виникають завдання перевірки вибору енергетичного обладнання з урахуванням конкретних і уточнених даних про умови його експлуатації (визначення фактичних даних про надійність роботи енергосистеми, режим роботи обладнання та інші умови експлуатації і порівняння цих даних з параметрами обладнання).

* Використані джерела [2,4,27,33,42-45,48,50,52,59,61,62,67,71,73-76,79-82]

5.1.1 Загальні вимоги до енергетичного обладнання визначені нормативними документами (стандартами, технічними умовами тощо). Наприклад, вимоги до електрообладнання напругою до 1000 В, призначеного для використання у сільському господарстві, встановлені стандартами та технічними умовами для конкретних видів обладнання, зокрема:

- електричних машин;
- апаратів керування і захисту;
- пристроїв електробезпеки;
- комплектних пристроїв керування;
- розподільних щитів, збірок;
- електричних джерел оптичного і теплового випромінювань;
- освітлювальних приладів та опромінювачів тощо.

Електрообладнання для АПК має бути розраховане на живлення від мережі трифазного змінного струму напругою 380/220 В частотою 50 Гц з глухозаземленою нейтраллю.

Нормативними документами також регламентується ряд показників надійності електротехнічних виробів: строк служби має бути не менше 8 років при середньорічному наробітку більше 1500 годин; ймовірність безвідмовної роботи має бути не нижче 0,9 при довірчій ймовірності $\gamma=80\%$.

Енергетичне обладнання для технологічних процесів сільськогосподарського виробництва має витримувати обробку дезінфікуючими засобами та аерозолями з обумовленим складом. Стандартами нормовані також середні допустимі значення вмісту аміаку, сірководню, вуглекислого газу, пилу у повітрі приміщень зі шкідливим середовищем. Таблиця з цими даними наведена у додатку В.

Вимоги до умов роботи обладнання містить також експлуатаційна документація заводів-виробників енергетичного обладнання. Для прикладу, технічний опис та інструкція з експлуатації асинхронних електродвигунів АИР71 - АИР100 встановлює, що двигуни можуть працювати за таких умов:

- у приміщеннях з природною вентиляцією;
- висота над рівнем моря до 1000 м;
- температура навколишнього середовища від мінус 30°C до плюс 40°C;

- відносна вологість до 80% за температури 20°C;
- навколишнє середовище вибухобезпечне, не містить агресивних газів у концентраціях, що руйнують метали та ізоляцію, не насичене водяною парою та струмопровідним пилом;
- двигуни розраховані для роботи від мережі змінного струму із стандартними напругами від 220 до 660 В та частотами 50 і 60 Гц.

5.1.2 Вибір енергетичного обладнання за кліматичним виконанням та категорією розміщення

Раціональний вибір енергетичного обладнання – це, насамперед, вибір енергетичного обладнання за умовою відповідності його кліматичного виконання та виконання за категорією розміщення тим умовам навколишнього середовища, в яких воно буде експлуатуватися.

Нормативні документи регламентують кліматичне виконання технічних виробів та категорії розміщення виробів залежно від умов навколишнього середовища (додаток В). Дія цих документів розповсюджується на проектування і виготовлення виробів, які мають бути призначені для експлуатації, зберігання і транспортування в діапазоні від верхнього до нижнього значення кліматичних факторів, встановлених ними.

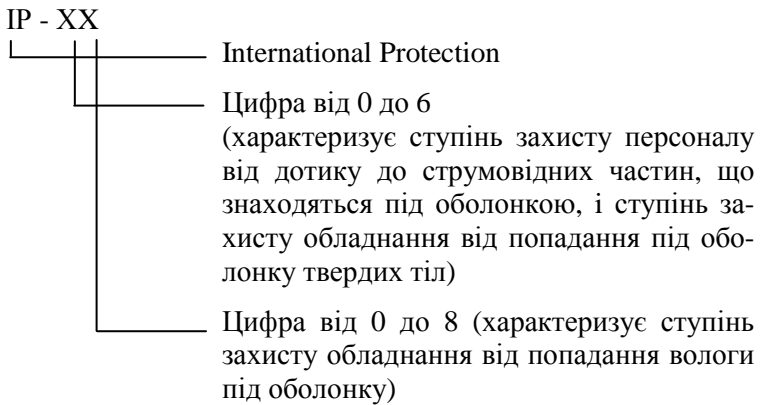
Види кліматичних факторів та їхні номінальні значення для конкретних видів або груп виробів в залежності від умов їхньої експлуатації встановлюються відповідними технічними завданнями, стандартами і технічними умовами. Стандарт також встановлює для кожного із макрокліматичних районів значення граничних температур (додаток В).

Дієвим заходом щодо підвищення експлуатаційної надійності енергетичного обладнання є його захист від впливу навколишнього середовища. В умовах експлуатації мова йде про відповідність виконання обладнання реальним значенням факторів впливу.

Нормативними документами визначені як загальні положення захисту, так і конкретні вказівки для окремих видів обладнання щодо ступеню його захисту від впливу навколишнього

середовища та захисту персоналу. Наприклад, ступінь захисту електрообладнання від впливу навколишнього середовища нормується, насамперед, від попадання під оболонку твердих тіл та від попадання вологи під оболонку, а ступінь захисту персоналу - від дотику до струмовідних частин, що знаходяться під оболонкою електрообладнання.

Застосовується таке позначення ступеню захисту електрообладнання:



Тлумачення першої цифри у позначенні ступеню захисту електрообладнання:

0 - відсутній захист персоналу від випадкового дотику до струмовідних чи рухомих частин, що знаходяться під оболонкою, а також обладнання від попадання твердих сторонніх тіл;

1 - захист від випадкового дотику великої ділянки поверхні людського тіла до струмовідних та рухомих частин, що знаходяться під оболонкою. Захист обладнання від попадання під оболонку твердих тіл, діаметр яких перевищує 52,5 мм;

2 - захист від випадкового дотику пальцями до струмовідних чи рухомих частин, що знаходяться під оболонкою. Захист обладнання від попадання під оболонку твердих сторонніх тіл діаметром не менш 12,5 мм;

3 - захист від дотику інструменту, дроту чи інших подібних предметів товщиною понад 2,5 мм зі струмовідними або ру-

хомими частинами, що знаходяться під оболонкою. Захист обладнання від попадання під оболонку дрібних твердих сторонніх предметів діаметром не менш 2,5 мм;

4 – захист від дотику інструменту, дроту чи інших подібних предметів товщиною понад 1 мм зі струмовідними частинами, що знаходяться під оболонкою. Захист обладнання від попадання під оболонку твердих сторонніх тіл товщиною понад 1 мм;

5 – повний захист персоналу від випадкового дотику до струмовідних чи рухомих частин, що знаходяться під оболонкою. Захист обладнання від шкідливих відкладень пилу;

6 – повний захист персоналу від випадкового дотику до струмовідних чи рухомих частин, що знаходяться під оболонкою. Повний захист обладнання від попадання пилу.

Тлумачення другої цифри у позначенні ступеню захисту:

0 – обладнання не захищене від проникнення води під оболонку;

1 – захист від крапель сконденсованої води. Краплі сконденсованої води, що падають вертикально на оболонку, не повинні шкідливо діяти на обладнання, що знаходиться під оболонкою;

2 – захист від крапель води, що падають на оболонку, з нахилом під кутом 15° до вертикалі. Краплі не повинні шкідливо діяти на обладнання, що знаходиться під оболонкою;

3 – захист від дощу. Дощ, що падає на оболонку, з нахилом під кутом не більш 60° до вертикалі, не повинен шкідливо діяти на обладнання, що знаходиться під оболонкою;

4 – захист від бризок, що падають під будь-яким кутом. Бризки не повинні шкідливо діяти на обладнання, що знаходиться під оболонкою;

5 – захист від струменів води. Водою з брендспойта з насадкою поливають оболонку за умов, що зазначені в стандартах чи технічних умовах на окремі види електрообладнання. При

цьому вода не повинна шкідливо діяти на обладнання, що знаходиться під оболонкою;

6 – захист від впливів, характерних для палуби корабля (включаючи палубне водонепроникне обладнання). У разі заливання морською хвилею вода не повинна проникати під оболонку за умов, що зазначені у стандартах чи технічних умовах на окремі види електрообладнання;

7 – захист у разі занурення у воду на час, передбачений стандартами або технічними умовами на окремі види електрообладнання. Вода не повинна проникати під оболонку;

8 – захист від занурення у воду необмеженої тривалості за тиском, що зазначений у стандарті чи технічних умовах на окремі види електрообладнання. Вода не повинна проникати під оболонку.

Для електротехнічних виробів сільськогосподарського призначення здебільшого застосовуються ступені захисту IP23; IP30; IP31; IP41; IP44; IP51; IP54; IP55. Умовне позначення ступеню захисту електрообладнання має наноситися безпосередньо на оболонку або ж на табличку з паспортними даними (чи в інших місцях, обумовлених стандартами або технічними умовами).

5.1.3 Принципи обмеження та оптимізації під час вибору енергетичного обладнання

Під час вибору енергетичного обладнання використовують два основних принципи – принцип обмеження та принцип оптимізації.

Принцип обмеження полягає в тому, що енергетичне обладнання вважається придатним, якщо значення його параметрів більші або дорівнюють (для деяких параметрів – менші або дорівнюють) значенням відповідних факторів, наявним в експлуатації.

На підприємствах АПК, як правило, застосовують трифазний змінний струм напругою 380/220 В. Усі електроприймачі вибирають за умови рівності їхньої номінальної напруги та номінальної напруги мережі. В окремих випадках для полегшення

пуску електродвигуна схему обмоток перемикають з зірки на трикутник, і для цього вибирають двигун з $U_n = 660/380$ В.

Електродвигуни вибирають за умовою відповідності його номінальної потужності і потужності, що споживається робочою машиною. При цьому необхідно враховувати характер діаграми навантаження електропривода. Вибір двигуна здійснюють:

- за тривалим незмінним навантаженням – за фактичною споживаною потужністю;
- за мало змінним навантаженням (при коефіцієнті варіації менше 20%) – за середньою споживаною потужністю;
- за змінним навантаженням – за розрахунковою еквівалентною споживаною потужністю (це постійна потужність, еквівалентна фактичній змінній за нагрівом двигуна).

Цій умові відповідає середньоквадратична потужність.

Знаючи розрахункову потужність машини (фактичну, середню або середньоквадратичну), за каталогом вибирають електродвигун найближчої до розрахункової стандартної потужності.

Електронагрівні установки також вибирають за потужністю. Потрібну потужність визначають з рівняння теплового балансу приміщення або технологічного процесу.

В загальному випадку умова вибору електродвигунів і електронагрівних установок за потужністю має вигляд:

$$P_n \geq P_p, \quad (1)$$

де P_n, P_p - відповідно номінальна та розрахункова потужність двигуна (або електронагрівної установки).

Рубильники, автоматичні вимикачі, магнітні пускачі вибирають за струмом головних контактів за умовою

$$I_{ni} \geq I_{роб}, \quad (2)$$

де $I_{ni}, I_{роб}$ - відповідно номінальний струм і-го апарата та робочий струм кола комутації.

Апарати вибирають також за струмом приладів захисту за умовою

$$I_{\text{нзі}} \geq K_i \cdot I_{\text{роб}} , \quad (3)$$

де $I_{\text{нзі}}$ - номінальний струм і-го приладу захисту;

K_i - відношення номінального струму плавкої вставки або уставки захисту до робочого струму кола, що захищається, яке визначають за довідковими даними залежно від виду і складу електроприймачів.

Принцип оптимізації заснований на дослідженні декількох варіантів можливих рішень і виборі такого енергетичного обладнання, що забезпечить найкращий результат. При цьому критеріями оптимальності є і технічні, і економічні характеристики (які й використовуються як кінцевий критерій доцільності прийнятого рішення). Для того, щоб знайти оптимальний варіант в процесі вибору серед рівних за технічними можливостями рішень, використовуються лише економічні критерії.

Застосування економічних критеріїв дає можливість отримати узагальнену і порівняльну оцінку енергетичного обладнання. Наприклад, енергетичне обладнання з підвищеним коефіцієнтом корисної дії дорожче, але у разі його застосування вдається знизити втрати енергії, що забезпечує економічні прибутки. Вартісні показники дозволяють порівняти ці конкуруючі ефекти і знайти оптимальне рішення. Вони застосовуються також для обґрунтування оптимальної періодичності технічного обслуговування (ремонт), навантаження енергетичного обладнання, для розрахунку резервного фонду і вирішення інших експлуатаційних завдань.

Узагальнена умова вибору, зокрема, виконання енергетичного обладнання (на прикладі вибору виконання електродвигуна) за економічним критерієм:

$$\frac{K_2 - K_1}{K_1} \leq \frac{\rho \cdot \lambda_1 \cdot (1 + y_*)}{E} , \quad (4)$$

де K_1, K_2 – відповідно, вартість електродвигуна загального призначення і сільськогосподарського призначення ($K_2 > K_1$ внаслідок виконання, що забезпечує більшу надійність електродвигуна);

λ_1 – інтенсивність відмов першого електродвигуна;

ρ – значення зниження інтенсивності відмов у разі застосування другого електродвигуна;

$u_* = U/K_p$ – відносні технологічні збитки, що відповідають одній відмові електродвигуна;

U – вартісна оцінка технологічних збитків у разі відмови електродвигуна;

K_p – вартість капітального ремонту електродвигуна, в результаті чого зупиняється технологічний процес;

E – сумарний коефіцієнт нормативних і реноваційних відрахувань.

Розрахунки за виразом (4) показали, що економічно виправдане застосування електродвигунів сільськогосподарського виконання (вартість яких на 15-20 % вища вартості електродвигунів загального виконання) на відповідальних робочих машинах з $u_* > 1,0$. На об'єктах з малими технологічними збитками їх доцільно застосовувати лише за значної інтенсивності відмов обладнання ($\lambda_1 > 0,1$), при цьому понад 30 % відмов припадає на відмови внаслідок зволоження ізоляції.

Економічний критерій дозволяє точно визначити доцільний діапазон навантаження для кожного типорозміру енергетичного обладнання. Ці діапазони називають *економічними інтервалами навантаження*. Їх визначають шляхом дослідження системи рівнянь приведених витрат, що були складені для кожного типорозміру енергетичного обладнання з врахуванням очікуваних умов експлуатації.

Умова вибору за економічними інтервалами навантаження має вигляд:

$$P_{\min} < P_p \leq P_{\max} , \quad (5)$$

де P_{\min} , P_{\max} – відповідно нижня і верхня границі інтервалів навантаження електродвигуна (трансформатора, ділянки лінії електропередачі тощо);

P_p – розрахункове навантаження.

Метод визначення економічних інтервалів навантаження оснований на порівнянні приведених витрат на одиницю наробітку суміжних за потужністю електродвигунів (трансформаторів, проводів тощо) зі всієї шкали їх типорозмірів. Абсолютні границі економічних інтервалів навантаження визначають точками перехрестя кривих приведених витрат (див. рисунок 4), тобто на економічному інтервалі навантажень даний електродвигун має серед усіх типорозмірів найменше значення приведених витрат. Так на інтервалі ab найменші витрати має електродвигун потужністю 2,2 кВт, на інтервалі bc - 3,0 кВт і т.ін..

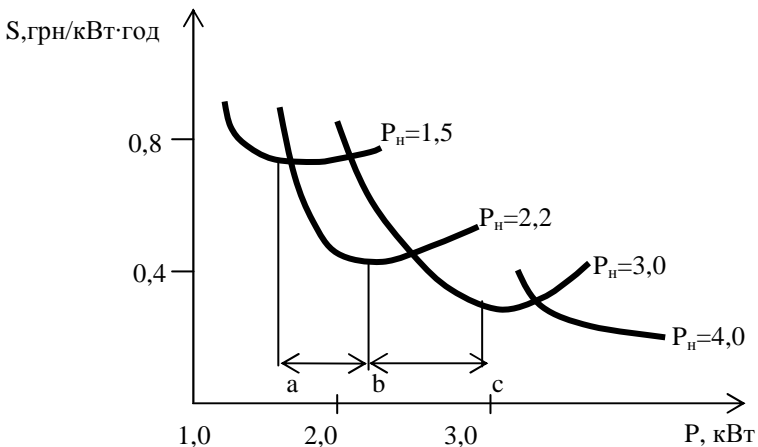


Рисунок 4 – Графіки для визначення економічних інтервалів навантаження електродвигунів

В нормативних документах (зокрема, в керівних матеріалах з проектування електропостачання сільського господарства) наведені також графіки для визначення економічних інтервалів навантажень силових трансформаторів. За допомогою економічних інтервалів навантажень вибирають марки проводів для пові-

тряних ліній електропередавання. Наприклад, приблизні інтервали для чотирипровідних повітряних ліній 0,38 кВ мають такі значення: провід А 25 - 10...15 кВ·А; А 35 - 15...21 кВ·А; А 50 - 21...30 кВ·А.

5.2 Оптимізація навантаження енергетичного обладнання

Вибір енергетичного обладнання за економічними інтервалами навантаження передбачає очікувані умови експлуатації (див. п.5.1.3). Під час експлуатації енергетичного обладнання завдання обґрунтування його оптимального навантаження полягає в тому, щоб виявити і порівняти позитивні і негативні наслідки, які виникають внаслідок зміни навантаження, і визначити таке його можливе значення, що забезпечить найвищу ефективність експлуатації енергетичного обладнання.

5.2.1 Оптимізація навантаження електродвигуна

Для електродвигунів залежність ефективності експлуатації від навантаження за критерієм приведених витрат має складний нелінійний характер (див. рисунок 4). За навантаження двигуна меншого, ніж його номінальна потужність, цей двигун має низькі значення коефіцієнта корисної дії та коефіцієнта потужності. Збільшення навантаження викличе поліпшення енергетичних показників, але при цьому виникають негативні наслідки – перегрівання і зниження надійності двигуна. Лише за оптимальної потужності навантаження сумарні економічні витрати досягають найменшого значення, а ефективність експлуатації електродвигуна буде найвищою. Один з критеріїв ефективності експлуатації електродвигуна - критерій сумарних втрат потужності.

З теорії електричних машин відомо, що сумарні втрати потужності електродвигуна мають найменше значення коли коефіцієнт навантаження складає

$$\beta = \sqrt{\frac{P_x}{P_k}}, \quad (6)$$

де P_x, P_k – втрати потужності неробочого ходу (постійні) і короткого замикання (змінні), в.о..

Комплексне врахування характеристик електродвигуна і електропостачальної системи виконують за виразом оптимального навантаження

$$\beta = \sqrt{\frac{K_c \cdot P_x + K_p \cdot Q_x}{K_c \cdot P_k + K_p \cdot Q_k}}, \quad (7)$$

де K_c – коефіцієнт збільшення втрат активної потужності за рахунок електропостачальної системи ($K_c = 1,1 \dots 1,2$);

K_p – еквівалент реактивної потужності, що показує значення втрат активної потужності в мережах від кожного $kV \cdot Ar$ реактивної потужності електродвигуна ($K_p = 0,12 \dots 0,18$ $kVt/kV \cdot Ar$);

Q_x, Q_k – реактивні потужності неробочого ходу (намагнічування) і короткого замикання (розсіювання), в.о..

Приклад. Визначити оптимальний коефіцієнт навантаження двигуна 4A112M4 потужністю 5,5 кВт ($P_x=0,05$; $P_k=0,1$; $Q_x=0,7$; $Q_k=0,5$), що використовується для приводу насосної установки, за мінімумом втрат енергії з врахуванням $K_c=1,1$; $K_p=0,15$.

Розв'язання. Виконуємо розрахунок за виразом (7):

$$\beta = \sqrt{\frac{1,1 \cdot 0,05 + 0,15 \cdot 0,7}{1,1 \cdot 0,1 + 0,15 \cdot 0,5}} = 0,94.$$

Таким чином, якщо навантаження двигуна 94 %, то досягаються найменші сумарні втрати енергії в двигуні та енергосистемі.

Повне врахування реальних факторів експлуатації електродвигуна дозволяє уточнити результати оптимізації.

Вплив навантаження на такий критерій ефективності експлуатації електродвигуна, як надійність полягає в тому, що збільшення навантаження викликає підвищення температури нагріву ізоляції та скорочення терміну служби двигуна. Відомо, що підвищення температури нагріву, наприклад, ізоляції класу А, на кожні $8^\circ C$ скорочує термін служби ізоляції вдвічі. Аналітично це правило виражається у вигляді рівняння

$$T = T_0 \cdot e^{-0,0866\theta}, \quad (8)$$

де T_0 – термін служби ізоляції за умови температури 0°C , год.;
 θ - температура ізоляції, 0°C .

Зниження навантаження викликає зниження коефіцієнтів потужності та корисної дії. Оптимальне навантаження за критерієм надійності електродвигуна вибирають за приведеними витратами на одиницю наробітку електродвигуна з врахуванням трьох складових: відрахувань від балансової вартості електродвигуна, витрат на обслуговування та на капітальний ремонт і технологічних витрат. Аналізуючи результати оптимізації вибору електродвигуна за критерієм надійності, був зроблений висновок, що чим дорожче придбання і обслуговування двигуна, тим вище його оптимальне навантаження, але зі збільшенням витрат на капітальний ремонт і розміру технологічних витрат воно знижується.

Для електродвигунів, що забезпечують функціонування невідповідальних технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, оптимальне навантаження визначають переважно за критерієм сумарних втрат потужності. Якщо відмова електродвигуна викликає значні економічні збитки підприємства, то перевагу для обґрунтування оптимального навантаження електродвигуна віддають його визначенню за критерієм надійності.

5.2.2 Навантажувальна здатність енергетичного обладнання

Для оптимального використання енергетичного обладнання в умовах нерівномірного навантаження допускають деяке перевантаження енергетичного обладнання, використовуючи його навантажувальну здатність.

Навантажувальна здатність енергетичного обладнання – нетривале найбільше перевантаження, якому енергетичне обладнання може періодично підлягати без скорочення терміну служби в конкретних умовах експлуатації, і яке визначається графіком навантаження і температурою навколишнього середовища.

Основою розрахунку навантажувальної здатності ізоляції є *тепловий знос ізоляції*.

Наприклад, для силових трансформаторів в залежності від режиму роботи допускаються систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентується типовою інструкцією по експлуатації трансформаторів і інструкціями заводів-виробників. Якщо максимум змінного навантаження не перевищує номінальної потужності трансформатора S_n , температура ізоляції обмотки трансформатора не досягає установленної максимальної допустимої величини, внаслідок чого знос ізоляції зменшується. Неповне використання можливості роботи ізоляції трансформатора без шкоди для нормального терміну служби може компенсуватися шляхом підвищення на певний час навантаження понад номінальне, що дозволяє оптимально використовувати трансформатор.

В нормативній документації, зокрема в стандартах, наводяться графіки, за якими можна визначити систематичні перевантаження для трансформаторів, і методика їхнього використання. Графіки побудовані залежно від добового графіка навантаження (рисунок 5), еквівалентної температури охолоджувального середовища, виду системи охолодження, постійної часу нагріву трансформатора (2,5 і 3,5 год.) і мають вигляд, зображений на рисунку 6. Умовні позначення на рисунку 5: K - навантаження трансформатора в частках номінального струму, в.о.; I_{ep} - еквівалентне значення струму початкового навантаження за 10 годин, що передують початку максимального навантаження добового графіка; I_{emax} - значення струму максимального навантаження.

Еквівалентне допустиме навантаження трансформатора, яке викликає такі ж втрати, як і діюче змінне, визначається за добовим графіком трансформатора за виразом

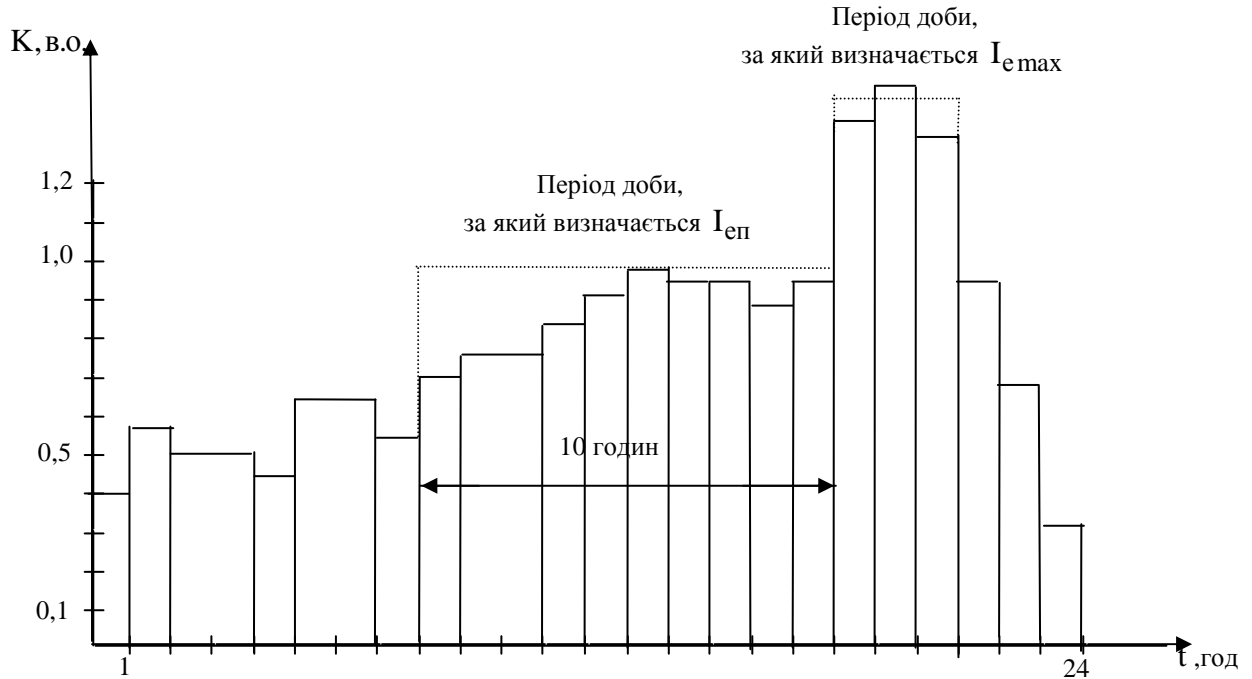


Рисунок 5 - Добовий графік навантаження силового трансформатора

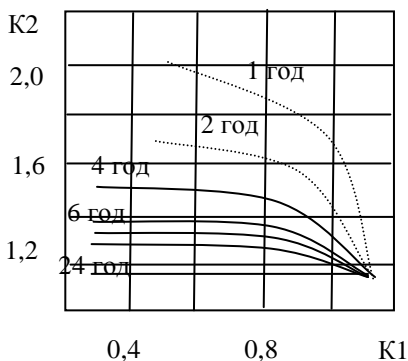


Рисунок 6 - Графіки допустимих систематичних перевантажень трансформаторів з системою охолодження М і Д за температури 0°C

$$I_e = I_H \sqrt{\frac{K_1^2 t_1 + K_2^2 t_2 + \dots + K_i^2 t_i}{t_1 + t_2 + \dots + t_i}}, \quad (9)$$

де K_1, K_2, \dots, K_i - середні значення навантажень в частках номінального струму i -х ступенів графіка навантажень;

t_1, t_2, \dots, t_i - тривалість цих навантажень;

I_H - номінальний струм трансформатора.

Коефіцієнти початкового навантаження K_1 і перевантаження K_2 (див. рисунок 6) відповідно дорівнюють

$$K_1 = \frac{I_{ep}}{I_H}, \quad (10)$$

$$K_2 = \frac{I_{e\max}}{I_H}. \quad (11)$$

Приклад. Необхідно визначити для силового трансформатора з системою охолодження М, який працює за температури навколишнього середовища 0 °С з коефіцієнтом початкового навантаження $K_1=0,6$, чи допустиме перевантаження на 40% понад S_n протягом 5 годин.

Розв'язання. По графіку, який зображений на рисунку 6, визначаємо, що для $K_1=0,6$:

- допускається перевантаження даного силового трансформатора на 38 % ($K_2=1,38$) протягом 6 годин;

- допускається перевантаження даного силового трансформатора на 50 % ($K_2=1,5$) протягом 4 годин.

Звідси визначаємо коефіцієнт допустимого систематичного перевантаження K_2 протягом 5 годин:

$$K2=(1,38+1,5):2=1,44.$$

Висновок – перевантаження на 40% понад S_n протягом 5 годин силового трансформатора з системою охолодження М, який працює за температури навколишнього середовища $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ з коефіцієнтом початкового навантаження $K1=0,6$, допустиме.

5.3 Аналіз економічної ефективності експлуатації енергетичного обладнання

Взагалі під ефективністю розуміють успішність виконання завдання або досягнення визначеної мети.

Відповідно до чинних нормативних документів в найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є ефект, що визначається за спрощеним виразом

$$E = P - B, \quad (12)$$

де P - результат;

B – витрати.

Під результатами мається на увазі дисконтована (тобто приведена до початку розрахункового періоду) сума надходжень за реалізовану продукцію та інших доходів за весь розрахунковий період. Витрати – це дисконтована сума всіх одноразових і щорічних видатків за розрахунковий період.

До складу щорічних (поточних) витрат входять такі складові:

B_n – вартість палива;

B_e – витрати на експлуатацію, включаючи вартість ремонтів, заробітну платню та відрахування від неї, загальностанційні та інші витрати, передбачені нормативними актами з розрахунку собівартості;

B_n – податки та інші платежі, які не входять до собівартості;

B_a – амортизаційні відрахування на реновацію основних фондів (в необхідних випадках), що приймаються з врахуванням дисконтування. Коефіцієнт реновації визначається за виразом

$$a_p = E / [(1 + E)^{T_c} - 1], \quad (13)$$

де E – норматив дисконтування;
 T_c – нормативний строк служби обладнання або споруд.
 Таким чином, щорічні (поточні) витрати визначаються за виразом

$$B = B_n + B_e + B_{\text{н}} + a_p \cdot B_a. \quad (14)$$

Найбільш ефективна і економічна експлуатація енергетичного обладнання буде у разі повного задоволення технологічного процесу в енергії за найменших витрат.

Основним фактором для оцінці економічного рівня робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання є вартість його простою. Якщо витрат, що є наслідком виходу енергетичного обладнання з ладу, не виявлено, то недоцільно і виділяти кошти для їх зниження (див. рисунок 7). Співвідношення між витратами на планові заходи технічної експлуатації і вартістю простоїв зображено кривою, оптимальна точка якої O , де $I_1 = I_2$.

Аналіз економічної ефективності планових заходів технічної експлуатації ілюструється рисунком 8, де B – витрати; n – частота обслуговування; 1 – витрати на ремонт; 2 – витрати, що пов'язані з простоями обладнання; 3 – витрати на обслуговування.

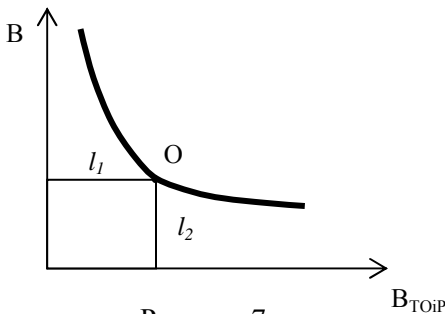


Рисунок 7

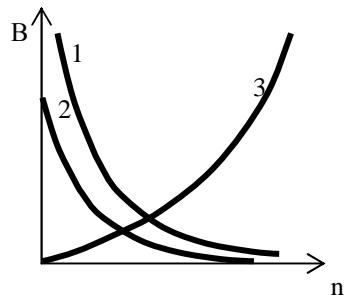


Рисунок 8

5.4 Оптимізація технічної експлуатації енергетичного обладнання

За допомогою побудови кривих (див. рис.7,8) можна з достатнім ступенем точності визначити оптимальний рівень планово-запобіжного обслуговування для даного виду енергетичного обладнання.

Практична цінність результатів досліджень з застосуванням виразу (12) вища, якщо найповніше враховані реальні умови експлуатації енергетичного обладнання під час їхнього математичному опису.

Оптимізація технічної експлуатації енергетичного обладнання виконується шляхом розв'язування прямої або зворотної задачі оптимізації.

Пряма задача оптимізації.

Оптимізація технічної експлуатації енергетичного обладнання відповідає умовам

$$B(L_0) = \min B(L); \quad L_0 \in L, \quad (15)$$

$$Q_j(L) \leq Q_{zj}, \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (16)$$

де L - множина допустимих рішень, $L = (l_1, l_2, \dots, l_n)$;

$B(L)$ - економічні витрати, що характеризують ефективність технічної експлуатації енергетичного обладнання, які відповідають рішенню L ;

L_0 - оптимальне рішення, тобто рішення, що мінімізує цільову функцію і задовольняє m обмеженням (16);

$Q_j(L)$ - значення j -ї характеристики ефективності пристрою або характеристики ефективності технічної експлуатації енергетичного обладнання;

Q_{zj} - задане значення j -ї характеристики ефективності пристрою або ефективності технічної експлуатації енергетичного обладнання.

Під час формулювання задачі оптимізації технічної експлуатації енергетичного обладнання за (15) і (16) з множини L допустимих рішень вибирається таке, що мінімізує економічні витрати і задовольняє заданим обмеженням.

Обмеженнями $Q_j(L)$ можуть бути:

- показники ремонтпридатності, безвідмовності;
- характеристики ефективності;
- витрати часу, коштів на здійснення окремих видів профілактичних заходів;
- витрати на запасні інструменти і засоби;
- число і кваліфікація спеціалістів;
- технічне оснащення організацій і підприємств, які здійснюють технічну експлуатацію енергетичного обладнання тощо.

Зворотна задача оптимізації

$$Q(L_0) = \max Q(L); \quad L_0 \in L, \quad (17)$$

$$B_j(L) \leq B_{zj}, \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (18)$$

Необхідно знайти рішення L_0 , що максимізує значення характеристики ефективності $Q(L)$ і задовольняє обмеженням по заданим видам витрат $B_j(L)$. Як і у випадку прямої задачі оптимізації, як $Q(L)$ можна розглядати, наприклад, характеристики ефективності пристрою, показники безвідмовності, строки служби пристрою.

Вид задачі оптимізації, а також вид цільової функції і обмежень визначаються конкретними умовами.

Щоб підвищити абсолютний ефект оптимізації (зокрема знаходження максимального економічного ефекту), доводиться ускладнювати розрахунки врахуванням випадкового характеру зміни характеристик системи $D - E - C$ (див. розділ 2), невизначеності інформації і багатокритеріальності експлуатаційних завдань.

5.5 Підвищення ефективності праці електротехнічного та електротехнологічного персоналу

Ефективність виробничої діяльності (в тому числі експлуатації енергетичного обладнання) суттєво залежить від ефективності праці персоналу.

Із ускладненням енергетичного обладнання, зокрема обумовленим широким впровадженням електронних пристроїв та сучасних діагностичних засобів, висувуються нові вимоги до організації виробництва, умов праці, професійних знань і вмій, рівня загальної культури, а також психологічних якостей експлуатаційного персоналу.

Організуючі експлуатацію енергетичного обладнання для забезпечення його надійної і ефективної роботи важливим є комплексний підхід до вирішення завдань з областей *фізіології, психології і охорони праці* (гігієни праці).

Ці проблеми розглядає і вирішує **інженерна психологія** - наука, що вивчає об'єктивні закономірності процесів інформаційної взаємодії людини і техніки з метою використання їх у процесі проектування, створення та експлуатації системи *ЛЮДИНА-МАШИНА*. Слід виділити два головних аспекти інженерної психології:

- як наука психологічна, інженерна психологія вивчає психологічні процеси і властивості людини з метою визначити і конкретизувати вимоги до технічних виробів, що обумовлюються особливостями діяльності людини. Загалом на цьому етапі вирішуються завдання адаптації технічних виробів до психологічних і фізіологічних якостей обслуговуючого персоналу;
- як наука технічна, інженерна психологія вивчає різні технічні вироби, контрольно-вимірювальні прилади, особливості їх функціонування для виявлення вимог, що ставляться до обслуговуючого персоналу, до його психологічних і фізичних якостей.

До головних завдань інженерної психології належать:

- аналіз функцій людини в системі *ЛЮДИНА-МАШИНА*, вивчення структури і класифікація діяльності оператора;
- вивчення процесів сприйняття і перетворення інформації людиною-оператором, при цьому під перетворенням інформації розуміють:
 - приймання інформації;
 - обробіток інформації;
 - приймання рішень;
 - здійснення керуючих впливів;
- розроблення принципів побудови робочих місць операторів;
- вивчення впливу психологічних факторів на ефективність системи *ЛЮДИНА-МАШИНА*;
- розроблення принципів і методів професійної підготовки обслуговуючого персоналу (операторів). При цьому професійна підготовка має здійснюватися комплексно і поєднувати в собі:
 - професійний відбір;
 - навчання;
 - формування колективу;
 - тренування;
- інженерно-психологічне проектування та оцінка систем *ЛЮДИНА-МАШИНА*;
- визначення економічного ефекту інженерно-психологічних розробок.

Розглядаючи діяльність персоналу, який обслуговує складні електротехнічні пристрої з високим ступенем автоматизації та застосування електронних приладів, слід виділити як особливість необхідність обробки значної кількості інформації, прийняття відповідного рішення та його аналіз.

Біля 90 % інформаційного потоку людина отримує шляхом *зорового сприйняття*. Його можливості визначаються енергетичними, просторовими та часовими характеристиками сигналів, що надходять.

Енергетичні характеристики зорового аналізатора (очі, провідні нервові шляхи; центр великих півкуль головного моз-

ку), визначаються яскравістю, контрастністю, сприйняттям кольору.

Яскравість визначається за виразом

$$B_{\alpha} = \frac{I}{S_{\Pi}} \cos \alpha, \quad (19)$$

де I – сила світла, кд;

S_{Π} – площа освітлюваної поверхні, м²;

α – кут, під яким розглядається поверхня.

Діапазон чутливості зорового аналізатора лежить в межах від 10⁻⁶ до 10⁶ кд/м². Найкомфортнішим є діапазон яскравості від кількох десятків до кількох сотень кд/м².

Контрастність предметів відносно до фону (прямий, коли предмет темніший фону, і обернений, коли предмет яскравіший фону) визначає одночасно з яскравістю видимість предмета.

Кількісна оцінка контрастності:

– для прямого контрасту

$$L_{\text{пр}} = \frac{(B'_{\alpha} - B''_{\alpha})}{B'_{\alpha}}, \quad (20)$$

– для оберненого контрасту

$$L_{\text{об}} = \frac{(B''_{\alpha} - B'_{\alpha})}{B''_{\alpha}}, \quad (21)$$

де B'_{α} і B''_{α} – яскравості фону і предмета відповідно, кд/м².

Оптимальне значення контрастності лежить в межах від 0,6 до 0,95. Мінімальна яскравість фону і предмета, що сприймається оком, будучи підставлена в одну із наведених формул (для прямого чи оберненого контрасту) дає значення граничного кон-

трасту $L_{тр}$. Нормальна видимість забезпечується за контрасту у 10...15 разів більшому від $L_{тр}$.

Для створення оптимального сприйняття зорової інформації слід не тільки забезпечити відповідну яскравість та контрастність, але і рівномірність розподілу яскравості у полі зору, уникнувши при цьому надмірної яскравості, що викликає осліплення (наприклад: яскравість свічення цифр у цифрових приладах і відповідний фон для шкал стрілочних приладів та панелей інформаційних табло).

Чутливість людського ока неоднакова у діапазоні сприйняття електромагнітних хвиль (380...760 нм) і є найбільшою в діапазоні 500...600 нм, що відповідає випромінюванню жовто-зеленого світла.

Саме тому для забезпечення однакового зорового сприйняття предметів іншого кольору (або випромінення іншого кольору) потужність випромінення повинна бути відповідно збільшена.

При цьому колір дає можливість кодувати інформацію. Як приклад використання кольорової гами для кодування інформації можна навести кольори шин в розподільних пристроях: фаза А - жовтий, В - зелений, С - червоний, N - чорний.

Відповідно колір чи кольорова гама при вмілому підборі забезпечують естетичне оформлення виробів, пристроїв, приміщень.

Слід зазначити, що просторові характеристики зорового аналізатора визначаються розмірами предметів, що сприймаються оком, і їх місцезнаходженням у просторі. До таких характеристик відносяться: гострота зору, поле зору, обсяг зорового сприйняття.

Гострота зору - характеризує здатність ока розрізнити дрібні деталі предметів. Одиниця гостроти зору - кут зору в 1° . Для предметів простої форми мінімально допустимі розміри елементів зображення складають 15° , для складних предметів - від 30° до 40° .

Обсяг зорового сприйняття - число об'єктів, які може одночасно охопити око людини (для незв'язаних між собою предметів обсяг сприйняття становить 4...8 елементів).

Що стосується *полю зору*, то його розбивають на три зони:

- центрального зору ($\sim 4^\circ$), де можливе найчіткіше розпізнавання предметів;
- якісного бачення ($30\dots35^\circ$), де можна пізнати предмет без його дрібних деталей;
- периферичного зору ($75\dots90^\circ$), де предмети визначаються, але не упізнаються (око нерухоме).

Поряд із світловою обслуговуючий персонал (оператор) сприймає значну *звукову інформацію*. При цьому вухо сприймає її в діапазоні від 16 Гц до 20 кГц, а надто чутливе воно до звукових частот від 1 кГц до 4 кГц. Абсолютною границею звукового аналізатора вважається сила звуку, що дорівнює $10 \text{ ерг/см}^2\text{с}$ за частоти 2 кГц. В реальних умовах сила звуку оцінюється у відносних одиницях – децибелах і визначається за виразом

$$G_{\text{зв}} = 10 \cdot \lg \left(\frac{I_{\text{зв}}}{I_{\text{гр.зв}}} \right), \quad (22)$$

де $I_{\text{зв}}$, $I_{\text{гр.зв}}$ – відповідно сила звуку даного сигналу і сила звуку граничного рівня.

Верхня межа, за якої сприйняття звуку пов'язане із больовими відчуттями, становить 140 дБ.

Зниження інтенсивності звуку може бути компенсоване підвищенням частоти.

Щодо впливу умов навколишнього середовища (в комплексі) на діяльність обслуговуючого персоналу, то вони повинні бути обов'язково враховані в організації його діяльності і обладнанні робочих місць.

До робочого місця висуваються такі вимоги:

- наявність достатнього простору для персоналу і необхідних проходів;
- оптимальне розміщення обладнання;
- достатнє природне і штучне освітлення, зокрема місцеве;

- допустимий рівень акустичного шуму, вібрацій та інших факторів навколишнього середовища;
- наявність необхідних інструкцій, попереджувальних знаків, плакатів, захисних огорож;
- надійна ідентифікація відмов електричного живлення, зокрема обладнання та приладів;
- оптимальна для даної категорії робіт та пори року температура і вологість повітря;
- сприятливий газовий склад повітря.

Поряд із шкідливим впливом шуму, вібрацій до несприятливих факторів навколишнього середовища слід віднести також електромагнітне випромінення високих частот, що викликає втому, головний біль, порушення сну, роздратованість.

Вимоги до мікроклімату виробничих приміщень встановлені Державними санітарними нормами. Так, наприклад, при виконанні робіт операторського типу, пов'язаних з нервово-емоційним напруженням, повинні бути витримані оптимальні умови мікроклімату (температура повітря 22-24°C, відносна вологість 60-40 %, швидкість руху повітря не більш 0,1 м,с).

Ефективність роботи обслуговуючого персоналу у багатьох випадках залежить від умов навколишнього середовища, але добитися ефективної роботи неможливо без належного рівня підготовки персоналу, його кваліфікації, навичок. Тут істотною є роль виробничого навчання та підвищення кваліфікації персоналу за всіма формами.

Слід відзначити також цілий ряд вимог, що висуваються до різного роду нормативно-технічних документів: вони повинні бути грамотно написаними, компактними, переважно спеціалізованими, а не універсальними, коли допускається двозначне трактування.

Важливо забезпечити нормальне функціонування виробничого колективу з тим, щоб запобігти порушенням зв'язків у колективі та між колективами, умов діяльності колективу, стосунків між особистостями. Запорукою високої продуктивності праці та збереження здоров'я працівників є вибір і дотримання раціонального режиму праці і відпочинку.

Висока ефективність праці електротехнічного та електротехнологічного персоналу є однією зі складових ефективної експлуатації енергетичного обладнання.

Питання для самоконтролю

1. Які загальні вимоги визначені нормативними документами до електрообладнання напругою до 1000 В, призначеного для використання у сільському господарстві,?

2. Що характеризують цифри умовного позначення ступеню захисту електрообладнання?

3. В чому полягає принцип обмеження під час вибору енергетичного обладнання?

4. На чому оснований принцип оптимізації при виборі енергетичного обладнання?

5. Що означає поняття „навантажувальна здатність енергетичного обладнання”?

6. За яким спрощеним виразом визначають ефект як критерій економічної ефективності експлуатації енергетичного обладнання?

7. Як сформулювати задачу оптимізації технічної експлуатації енергетичного обладнання?

8. Які питання вивчає інженерна психологія?

9. Які вимоги висуваються до робочого місця персоналу?

РОЗДІЛ 6

ОСНОВИ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ*

У сучасному сільськогосподарському виробництві з високим рівнем насиченості різноманітним енергетичним і, особливо, електротехнічним обладнанням, значно підвищуються вимоги до його якості і, зокрема, надійності. Надійність, як одна з основних експлуатаційних властивостей енергетичного обладнання, вимагає детальнішого розгляду, починаючи з основ теорії надійності.

Теорія надійності розглядає закономірності відмов технічних об'єктів (виробів чи пристроїв) у процесі їхньої експлуатації, питання аналізу і розрахунку надійності.

Для вирішення багатьох задач з підвищення експлуатаційної надійності енергетичного обладнання необхідна уява, насамперед, про зв'язок теорії надійності з теорією ймовірностей та математичною статистикою.

Теорія ймовірностей встановлює закономірності для масових випадкових подій, що повторюються під час чисельних випробувань.

Математична статистика – наука, яка розробляє методи отримання, опису та обробки дослідних даних з метою вивчення закономірностей масових випадкових подій.

Надійність роботи енергосистеми неможливо оцінити й без розуміння термінології, методів аналізу та інших складових теорії надійності.

6.1 Основні поняття теорії надійності

6.1.1 Конструктивна, виробнича та експлуатаційна надійність

Надійність – властивість об'єкта зберігати у часі і встановлених межах значення всіх параметрів, які характеризують

* Використані джерела [5,11,16-19,23,42,43,50,53,54,57,60,71,78]

здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування.

На практиці розрізняють *конструктивну, виробничу та експлуатаційну* надійність. Перша з них характеризує властивості виробу, закладені під час його проектування; друга - під час виробництва та монтажу; третя характеризує властивості виробу під час його експлуатації.

Конструктивна надійність енергетичного обладнання зумовлена: надійністю елементів; застосуванням елементів, що відповідають умовам експлуатації; прийнятими під час проектування схемними і конструктивними рішеннями.

Виробнича надійність обумовлюється якістю виробництва і монтажу технічних об'єктів.

Експлуатаційна надійність енергетичного обладнання зумовлена умовами та якістю експлуатації.

Хоча багато видів енергетичного обладнання мають досить високі показники конструктивної надійності, їхня експлуатаційна надійність, особливо в умовах сільськогосподарського виробництва, ще залишається низькою внаслідок складних умов та низької якості експлуатації енергетичного обладнання.

6.1.2 Дефект, пошкодження, відмова, наслідки відмови, відновлення

Під час життєвого циклу енергетичного обладнання з ним можуть відбуватися такі події, як поява дефекту, пошкодження, відмова, відновлення.

В теорії ймовірностей подією називається будь-який факт, що відбувається або не відбувається в результаті досліду. Теорія ймовірностей базується ще на таких поняттях, як випадкова, ймовірна, неможлива подія.

Випадкова подія – подія, яку неможливо передбачити в кожному окремому випробуванні.

Ймовірність випадкової події А - це співвідношення кількості подій, що сприяють появі події А до загальної кількості подій, що виникли в результаті випробування. Статистична ймовірність події А обчислюється за виразом

$$P(A) = \frac{k}{n}, \quad (23)$$

де n - загальне число випробувань;
 k - кількість появи події A .

Ймовірна подія обов'язково відбувається в кожному випробуванні (ймовірність цієї події дорівнює 1).

Неможлива подія ніяким чином не може відбутися за певних і відомих умов (ймовірність цієї події дорівнює 0).

Ймовірність випадкової події знаходиться в границях

$$0 < P(A) < 1. \quad (24)$$

В теорії надійності поява дефекту, пошкодження, відмова, відновлення енергетичного обладнання протягом терміну його експлуатації – випадкові події, ймовірність яких знаходиться в цих границях (ближче до 0 або ближче до 1 – залежно від якості проектування, виробництва, вибору, монтажу, експлуатації енергетичного обладнання, від тривалості роботи тощо).

Дефект – кожна окрема невідповідність об'єкта встановленим нормам. Дефект – це недолік об'єкта, що утворився на стадії проектування, виробництва, вибору, монтажу і експлуатації і який не порушує працездатного стану об'єкта і його справності, але впливає на його характеристики.

Пошкодження - подія, що полягає в порушенні справного стану об'єкта, коли зберігається його працездатність.

Відмова - подія, що полягає у втраті об'єктом здатності виконувати потрібну функцію, тобто в порушенні працездатного стану об'єкта.

Загальне уявлення про причини і закономірності появи відмов енергетичного обладнання можна одержати, аналізуючи причини і закономірності появи відмов його окремих елементів, наприклад, обмотки асинхронного електродвигуна. Відомо, що обмотка працездатна доти, поки має правильне з'єднання і до-

статню міцність (електричну, теплову і механічну), якщо ні, то це призводить до відмови обмотки. Безпосередніми причинами відмови обмотки може бути, наприклад, вибір заниженого класу ізоляції проводу під час конструювання, пошкодження проводів під час укладки обмотки в статор на стадії виготовлення, помилкове вмикання електродвигуна на підвищену напругу в експлуатації. Всі ці причини утворюють групу *суб'єктивних* чинників надійності. Водночас в експлуатації на обмотку впливає багато *об'єктивних* чинників - вологість, запиленість, вібрація тощо.

Таким чином, причини відмов енергетичного обладнання поділяють на об'єктивні і суб'єктивні.

Об'єктивні:

- зовнішні (кліматичний і механічний вплив, біологічне середовище: грибки, комахи, гризуни);
- внутрішні (зношування, старіння, також механічний вплив).

Суб'єктивні:

- конструкційні (схемні режими, вибір матеріалів, вибір конструкцій);
- виробничі (дотримання технологій виготовлення обладнання, якість матеріалу, комплексний контроль);
- експлуатаційні (кваліфікація персоналу, якість електропостачання, режим використання, якість технічної експлуатації).

Відмови внаслідок конструкційних і виробничих причин звичайно відбуваються у початковий період експлуатації. Вони можуть бути виявлені в процесі випробувань у заводських умовах.

Відмови внаслідок експлуатаційних причин виявляються протягом усього терміну служби енергетичного обладнання.

Названі причини не рівнозначно впливають на надійність енергетичного обладнання. Для конкретних видів енергетичного обладнання й умов експлуатації виявляються деякі групи чинників, дія яких є домінуючою. Наприклад, відмови асинхронних двигунів відбуваються в основному за рахунок об'єктивних експлуатаційних чинників і в цілому по сільському господарству розподіляються таким чином: через зволоження ізоляції - 25%,

неповнофазне живлення – 20%, перевантаження – 20%, гальмування ротора – 15% з інших причин - 20%.

У конкретних електроприводів структура відмов може значно відрізнятись від середніх даних. Наприклад, електроприводи транспортерів із ручним завантаженням найчастіше піддаються перевантаженням (40%) і гальмуванню ротора (30%).

Відмови класифікуються за можливістю прогнозування моменту настання відмови, за можливістю виявлення та самосушення відмови, за причинами виникнення відмови тощо.

Таблиця 4 – Класифікація відмов

Відмова	Характеристика
ресурсна	відмова, внаслідок якої технічний об'єкт досягає граничного стану
<i>за залежністю від інших відмов</i>	
незалежна	відмова, що не обумовлена іншими відмовами
залежна	відмова, обумовлена іншими відмовами
<i>за можливістю прогнозування моменту настання відмови</i>	
раптова	відмова, що характеризується стрибкоподібною зміною значень одного чи кількох параметрів технічного об'єкта
поступова	відмова, що виникає внаслідок поступової зміни значень одного чи кількох параметрів технічного об'єкта
<i>за можливістю виявлення відмови</i>	
явна	відмова, що виявляється візуально чи за допомогою штатних методів і засобів контролю та діагностування
прихована	відмова, що виявляється під час проведення технічного обслуговування чи спеціальними засобами діагностування
<i>за причинами виникнення відмови</i>	
конструкційна	відмова, що виникає через недосконалість технічного об'єкта або порушення встановлених правил (норм) проектування (конструювання)
виробнича	відмова, що виникає внаслідок недосконалості технічного об'єкта або порушення встановленого процесу його виготовлення (ремонту)

Продовження табл.4.

експлуатаційна	відмова, що виникає з причин, пов'язаних з порушенням встановлених правил або умов експлуатації технічного об'єкта
деградаційна	відмова, що виникає внаслідок природних процесів старіння, зношування, корозії і втому за умови дотримання всіх встановлених правил (норм) проектування, виготовлення та експлуатації технічного об'єкта
<i>за можливістю самоусунення відмови</i>	
збій	відмова, що усувається сама або незначним втручанням оператора
почергова	відмова, що усувається сама, але виникає багаторазово
усталена	відмова, що усувається втручанням оператора

Класифікація відмов за причинами виникнення дозволяє встановити стадію життєвого циклу технічного об'єкта, на якій слід вжити заходів щодо усунення причин відмов – на стадії конструювання (проектування), під час виготовлення чи під час експлуатації. Щодо деградаційних відмов, то їх ділять на ранні, причиною яких є дефекти, не виявлені у процесі виготовлення, випробувань (приймального контролю), та на пізні, що виникають на заключній стадії експлуатації об'єкта внаслідок зношування, старіння. Ранніх відмов об'єкта можна позбавитися, якщо до вводу в експлуатацію здійснити початковий наробіток, обкатування, прогін тощо.

Між раптовою і поступовою відмовами немає чіткої межі. Поступовим відмовам можна певною мірою запобігти чи локалізувати їхні наслідки. Раптові відмови характеризуються різким, стрибкоподібним погіршенням якості енергетичного обладнання внаслідок внутрішніх дефектів, порушень режимів роботи або помилок обслуговуючого персоналу. Звичайно появи раптових відмов передують приховані зміни властивостей або пікові електричні (механічні) перевантаження, що не завжди вдається виявити. Поступові відмови характеризуються повільною зміною властивостей елементів енергетичного обладнання і зв'я-

зків між ними. Вони є наслідком старіння, зношування, накопичення пошкоджень і змін параметрів робочого процесу.

У об'єктів, що функціонують не постійно протягом експлуатації (наприклад, комутаційних апаратів), можуть виникати такі відмови:

- відмова спрацювання (невиконання об'єктом необхідного спрацювання);
- помилкове спрацювання (спрацювання за відсутності необхідності цього);
- надлишкове спрацювання (спрацювання об'єкта за необхідності спрацювання інших елементів).

Відмови мають *наслідки* - явища, процеси, події і стани, які обумовлені виникненням відмови.

Наслідки відмови характеризуються сукупністю ознак, що називається *критичністю відмови*.

Поняття “критичність відмови” дозволяє класифікувати відмови за їхніми наслідками, що необхідно при нормуванні та при встановленні гарантійних зобов'язань. За такою класифікацією можна ввести два, три і більше категорій відмов. У міжнародних документах ISO розрізняють критичні (critical) і некритичні (non-critical) відмови, причому останні ділять на суттєві (major) і несуттєві (minor). Границі між категоріями досить умовні. Відмова одного і того ж об'єкта може вважатися суттєвою або несуттєвою залежно від того, розглядається об'єкт окремо чи у складі відповідального технічного об'єкта із важкими наслідками відмови.

З позицій надійності енергетичне обладнання може знаходитися в таких *станах*: справному, несправному, працездатному, непрацездатному, стані готовності та стані неготовності, граничному стані.

Справний стан об'єкта (тобто його *справність*) - відповідність усім встановленим вимогам нормативної або конструкторської документації.

Несправний стан об'єкта (тобто його *несправність*) – стан, за якого об'єкт не здатний виконувати хоча б одну із заданих функцій об'єкта.

Працездатний стан об'єкта (*працездатність*) - відповідність встановленим вимогам усіх тих параметрів, що характеризують спроможність об'єкта виконувати задані функції.

Непрацездатний стан об'єкта (*непрацездатність*) - невідповідність хоча б одного параметра працездатності об'єкта встановленим вимогам.

Стан готовності – стан об'єкта, в якому він здатний виконувати потрібну функцію.

Стан неготовності – стан об'єкта, в якому він нездатний виконувати потрібну функцію з будь-якої причини.

Перехід об'єкта із справного стану до несправного пов'язаний із *пошкодженням*, а від працездатного до непрацездатного – з *відмовою*.

Працездатний об'єкт може бути несправним, якщо, наприклад, він має поганий зовнішній вигляд чи втратив окремі деталі, але все ж може використовуватися за призначенням.

Складні об'єкти можуть перебувати у частково працездатному стані – виконувати свої функції не досить якісно або ж реалізовувати тільки частину передбачених функцій.

У міжнародній практиці працездатний стан розділяють на "робочий стан" ("operating state") і "неробочий стан" ("nonoperating state"), коли об'єкт не використовується за призначенням. Останній стан підрозділяють ще на стан чергування "standby state" і стан планового простою ("free state"). Поряд з цим розрізняють "внутрішньо" непрацездатний стан ("internal disabled state"), причиною якого може бути відмова або незавершеність технічного обслуговування і "зовнішньо" непрацездатний стан ("external disabled state"), обумовлений недоліками організаційного характеру.

Граничний стан – стан об'єкта, за якого його подальша експлуатація неприпустима чи недоцільна, або відновлення його працездатного стану неможливе або недоцільне.

Наприклад, граничним станом двигунів вважається:

- вихід із ладу обмотки, пробій ізоляції, розрив електричного кола обмотки, виткові замикання;
- зниження опору ізоляції понад встановлені норми і не ліквідоване сушінням двигунів;
- зруйнування виступаючого кінця валу.

Граничний стан енергетичного обладнання встановлюють за *технічними* або *економічними критеріями*. До технічних критеріїв відносять коефіцієнт корисної дії, рівень опору ізоляції, розмір зазорів підшипників, площа стикування контактів тощо. Вони характеризують якість функціонування енергетичного обладнання. У процесі його експлуатації названі показники погіршуються і, коли досягають заздалегідь установлених граничних значень, то це свідчить, що енергетичне обладнання перейшло до граничного стану, і його знімають з експлуатації (списують). За економічний критерій приймають приведені витрати на одиницю сумарного наробітку. Цей критерій дозволяє визначити оптимальний термін служби енергетичного обладнання. Сутність оптимізації складається у виборі такого терміна служби, при якому питомі витрати мають найменше значення.

З настанням граничного стану об'єкт має бути або знятий з експлуатації і направлений на ремонт, або списаний, утилізований чи переданий для використання не за основним призначенням.

Для об'єктів, що не підлягають ремонту, граничний стан може бути двох видів:

- співпадає із працездатним станом (такий об'єкт може використовуватися не за основним призначенням);
- об'єкт ще у працездатному стані, однак його подальша експлуатація стає неможливою, оскільки є небезпечною і шкідливою.

Для об'єктів, що підлягають ремонту, також є кілька видів граничних станів, критерії яких встановлюються нормативно-технічною документацією. Зокрема, можливе направлення об'єкта на капітальний ремонт з тимчасовим припиненням використання за призначенням. Також існує вид граничного стану пов'язаний із повним припиненням застосування об'єкта за призначенням.

Пошкодження та відмови можуть усуватися шляхом відновлення.

Відновлення – подія, яка полягає в тому, що після несправності об'єкт знову відновлює здатність виконувати потрібну функцію.

Якщо після відмови об'єкта працездатність його може бути відновлена шляхом технічного обслуговування та ремонту, то такий об'єкт називають *відновлюваним*.

Функціонування відновлюваного об'єкта протягом тривалого часу можна уявити як потік відмов та відновлень.

В теорії ймовірностей *потік випадкових подій* - множина випадкових подій протягом деякого проміжку часу.

Характеристики потоків випадкових подій:

- *ординарність* – якщо ймовірність двох і більше подій за проміжок часу дорівнює 0, коли тривалість цього проміжку часу прагне до 0;
- *стаціонарність* – якщо ймовірність появи k подій на проміжку часу $(t, t + \Delta t)$ залежить лише від Δt ;
- *відсутність наслідків* – якщо на будь-яких проміжках часу, що не перехрещуються, кількість подій, що з'являються в одному з них, не залежить від кількості подій, що з'являються в інших.

Енергетичне обладнання загалом слід вважати відновлюваними об'єктами, хоча можуть бути випадки, коли окремі елементи або складові цих об'єктів на деякому проміжку часу можливо або необхідно розглядати такими, які не є відновлюваними.

Реальні потоки відмов енергетичного обладнання, як правило, мають характеристики ординарності і відсутності наслідків (такі потоки називають пуассоновськими). Для більшості енергетичного обладнання потоки його відмов є і стаціонарними. Потік відмов, що має характеристики ординарності, стаціонарності та відсутності наслідків називають простішими. Більшість з потоків відмов енергетичного обладнання є простішими.

Застосування теорії ймовірностей та математичної статистики дозволяє аналізувати надійність енергетичного обладнання,

прогнозувати момент настання відмов і застосовувати відповідні заходи для підвищення надійності енергетичного обладнання.

6.2 Закони розподілу випадкових величин у теорії надійності

Як відомо з теорії ймовірностей *закон розподілу випадкової величини* – це співвідношення, що встановлює зв'язок між можливими значеннями випадкової величини і відповідними їм ймовірностями.

Випадкова величина – величина, яка в дослідах може прийняти те чи інше значення, причому невідомо заздалегідь, яке саме. Випадкова величина може бути дискретною або безперервною.

Дискретна випадкова величина – величина, між окремими можливими значеннями якої є лише кінцева кількість інших можливих її значень.

Неперервна випадкова величина – величина, можливі значення якої неперервно заповнюють деякий проміжок.

Для дискретних випадкових величин, наприклад, справедливий *закон Пуассона*, який дозволяє визначити ймовірність того, що в n ($n \rightarrow \infty$) випробуваннях деяка дискретна випадкова подія з'явиться k разів, якщо ймовірність цієї події мала (прагне до 0), за формулою

$$P_n(k) = \frac{\lambda^k}{k!} \cdot e^{-\lambda}, \quad (25)$$

де λ - математичне сподівання ($M[X]$) дискретної випадкової величини.

Математичним сподіванням дискретної випадкової величини називається сума добутків всіх можливих значень (x_i) випадкової величини X на ймовірності цих значень (p_i), тобто

$$M[X] = \sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i . \quad (26)$$

Для оцінки розсіяння випадкової величини навколо математичного сподівання застосовують числові характеристики, якими є дисперсія та середнє квадратичне відхилення.

Дисперсією випадкової величини X називається математичне сподівання квадрата відхилення випадкової величини від її математичного сподівання.

$$D[X] = M[X - M(x)]^2 . \quad (27)$$

Середнім квадратичним відхиленням випадкової величини X називається арифметичний квадратний корінь з дисперсії.

$$\sigma[X] = \sqrt{D[X]} . \quad (28)$$

Приклад. Завод відправив на базу 10000 ламп розжарення. Ймовірність того, що в період транспортування лампа може стати непрацездатною 0,0001. Знайти ймовірність того, що на базу буде доставлено 5 непрацездатних ламп.

Розв'язання. Так як n - число велике, а ймовірність мала, то для випадкової величини K справедлива формула Пуассона. Підрахуємо значення параметру λ :

$$\lambda = p \cdot n = 0,0001 \cdot 10000 = 1.$$

Середнє число непрацездатних ламп (математичне сподівання) буде дорівнювати $\lambda = 1$.

За формулою Пуассона знайдемо ймовірність:

$$P_n(k) = \frac{\lambda^k}{k!} \cdot e^{-\lambda} = \frac{1^5}{5!} \cdot e^{-1} \approx 0,003 .$$

Універсальною характеристикою випадкових величин є функція розподілу. Вона є законом розподілу як для дискретних, так і для неперервних випадкових величин.

Функцією розподілу $F(x)$ (інтегральною функцією) випадкової величини X називається ймовірність того, що вона приймає значення менше, ніж задане значення x :

$$F(x) = P(X < x). \quad (29)$$

Закон розподілу неперервної випадкової величини можна задати ще й *функцією густини (або густиною) розподілу* $f(x)$, яка дорівнює першій похідній від функції розподілу:

$$f(x) = F'(x). \quad (30)$$

Функції розподілу випадкових величин в теорії надійності використовують в моделях відмов.

Модель відмов – математична модель у вигляді функції розподілу відмов чи ймовірності появи відмови у заданий момент часу (функція наробітку до відмови).

Основні характеристики розподілу відмов – це функція розподілу ($F(t)$), густина ймовірності появи відмови у заданий момент часу ($f(t)$), ймовірність безвідмовної роботи ($R(t)$), математичне сподівання ($M(t)$), дисперсія ($D(t)$) тощо.

Найбільше практичне застосування в теорії надійності знайшли експоненційний та нормальний закони розподілу випадкових величин.

Основні характеристики *експоненційного розподілу відмов* визначаються за виразами

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda \cdot t), \quad (31)$$

$$f(t) = \frac{1}{\lambda} \cdot \exp(-\lambda \cdot t), \quad (32)$$

$$R(t) = \exp(-\lambda \cdot t), \quad (33)$$

$$M(t) = \frac{1}{\lambda}, \quad (34)$$

$$D(t) = \frac{1}{\lambda^2}. \quad (35)$$

Графічний вигляд залежностей за виразами (31) та (32) наведено на рисунку 9.

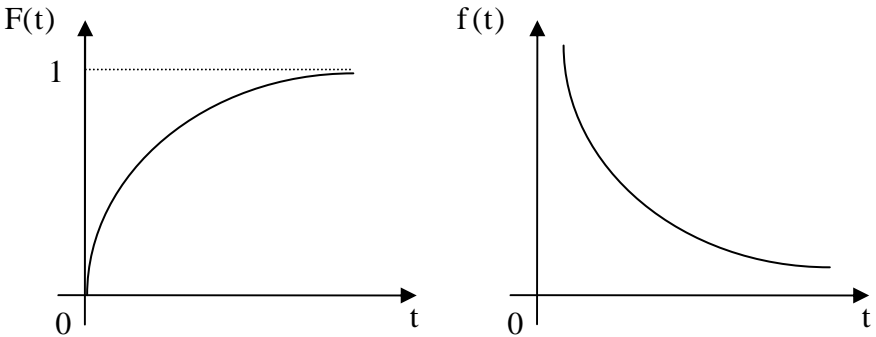


Рисунок 9

Випадкова величина X розподілена за *нормальним законом* (або *законом Гауса*), якщо функція та густина розподілу випадкової величини мають вигляд відповідно:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{(x-a)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) \cdot dx, \quad (36)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(x-a)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right), (\sigma > 0). \quad (37)$$

де a, σ - параметри, які визначають нормальний закон розподілу випадкової величини.

Графічний вигляд залежності за виразом (37) для нормального закону розподілу випадкової величини наведено на рисунку 10.

Для нормального закону розподілу випадкової величини:

$$M[X] = a, \quad (38)$$

$$D[X] = \sigma^2. \quad (39)$$

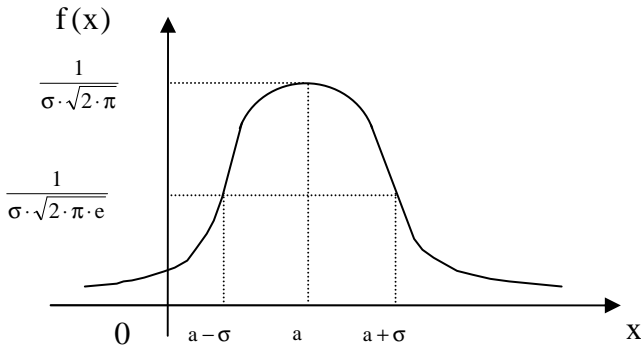


Рисунок 10

Основні характеристики *логіфмічного нормального розподілу відмов* визначаються за виразами

$$F(t) = \Phi\left(\frac{\ln t - \mu}{\sigma}\right), \quad (40)$$

$$f(t) = \frac{1}{t \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right], \quad (41)$$

$$R(t) = \Phi \left(\frac{\mu - \ln t}{\sigma} \right), \quad (42)$$

де μ, σ - параметри, які визначають логарифмічний нормальний закон розподілу відмов;

Φ - функція нормованого нормального розподілу.

Інтенсивність відмов техніки, зокрема енергетичного обладнання, залежить від тривалості експлуатації виробу. Встановлено, що для усіх видів техніки ця залежність має три ділянки, що характеризують загальну закономірність появи відмов (рисунок 11).

Інтервал $0 - t_1$ називають *періодом припрацювання* техніки. У цей час переважно виявляються раптові відмови техніки внаслідок конструктивних та виробничих причин, а поступові практично відсутні. Після заміни або відновлення елементів, що відмовили в цей період, та після припрацювання деталей інтенсивність раптових відмов λ_p зменшується і наприкінці періоду знижується до деякого найменшого значення (рисунок 11,а).

Інтервал $t_1 - t_2$ називають *періодом нормальної експлуатації* техніки. На цьому інтервалі раптові відмови техніки внаслідок конструктивних та виробничих причин продовжують зменшуватися (рисунок 11,а), але одночасно зростає частка поступових відмов (рисунок 11,б). Сумарна інтенсивність залишається найменшою і приблизно однаковою (рисунок 11,в). Інтервал часу нормальної експлуатації техніки звичайно в десятки разів більший періоду припрацювання.

Протягом періоду припрацювання та нормальної експлуатації техніки (рисунок 11,в) показники надійності достатньо точно описуються експоненційним законом розподілу випадкових величин.

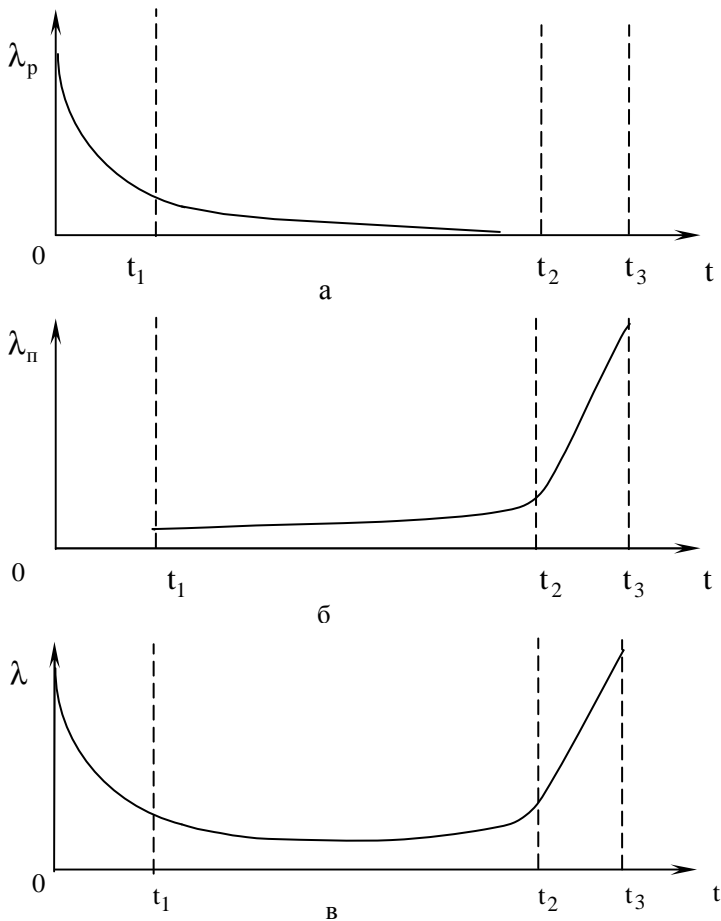


Рисунок 11 - Залежність інтенсивності відмов техніки від тривалості її експлуатації

Інтервал $t_2 - t_3$ називають *періодом зношення* техніки. У цей час переважають поступові відмови через знос та старіння техніки і для опису показників надійності в більшій мірі підходить нормальний закон розподілу випадкових величин.

В теорії надійності технічних пристроїв (в основному механічних об'єктів) також застосовується *закон розподілу випадкових величин Вейбулла* – закон розподілу наробітку до відмови пристроїв, якщо втрата їхньої працездатності за деякий час спричиняється спільною дією зношення та втоми матеріалу елементів пристрою.

Функція та густина розподілу випадкової величини X в даному випадку мають вигляд відповідно:

$$F(x) = 1 - \exp(-\alpha \cdot x^n), \quad (43)$$

$$f(x) = |n| \cdot \alpha \cdot x^{n-1} \cdot \exp(-\alpha \cdot x^n), \quad (44)$$

де $\alpha > 0$ - деяка константа,
 n - ціле число.

Графічний вигляд залежності за виразом (44) наведено на рисунку 12.

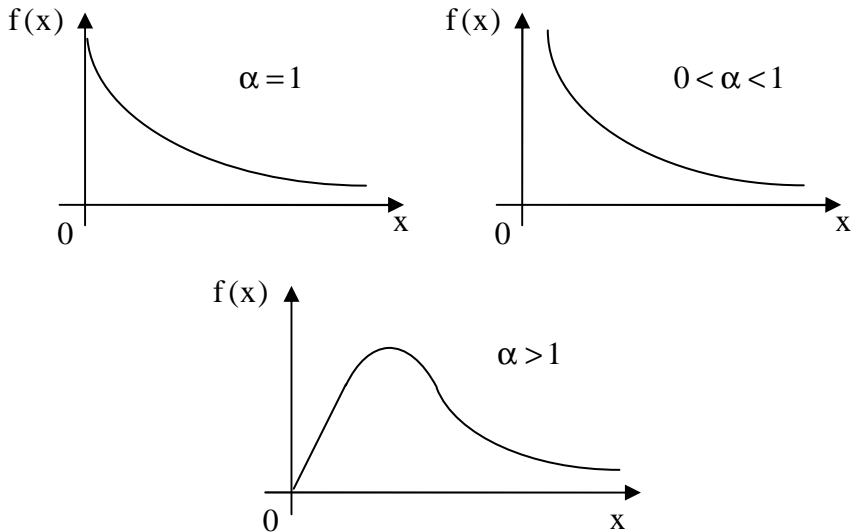


Рисунок 12

При цьому математичне сподівання випадкової величини X визначається за виразом

$$M[X] = \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right) \cdot \alpha^{-\frac{1}{n}}, \quad (45)$$

де $\Gamma(z) = \int_0^{\infty} x^{z-1} \cdot \exp(-x) \cdot dx$ - гама-функція,

а дисперсія – за виразом

$$D[X] = \alpha^{-\frac{2}{n}} \cdot \left[\Gamma \cdot \left(1 + \frac{2}{n}\right) - \left(\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right) \right)^2 \right]. \quad (46)$$

Основні характеристики *розподілу відмов*, що описується *законом розподілу випадкових величин Вейбулла*, визначаються за виразами

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (47)$$

$$f(t) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a} \right)^{b-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (48)$$

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (49)$$

$$M(t) = a \cdot \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{b}\right), \quad (50)$$

$$D(t) = a^2 \left\{ \Gamma \cdot \left(1 + \frac{2}{b} \right) - \left[\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{b} \right) \right]^2 \right\}, \quad (51)$$

де a - параметр масштабу та його оцінки;
 b - параметр форми та його оцінки.

В теорії надійності використовується також α - розподіл відмов. Основні характеристики цього розподілу визначаються за виразами

$$F(t) = \Phi \cdot \left(\frac{\alpha \cdot t - \beta}{t} \right), \quad (52)$$

$$f(t) = \frac{\beta}{t^2 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[- \frac{(\alpha \cdot t - \beta)^2}{2 \cdot t^2} \right], \quad (53)$$

$$R(t) = \Phi \cdot \left(\frac{\beta - \alpha \cdot t}{t} \right), \quad (54)$$

$$M(t) = \frac{\beta}{\alpha} \cdot \left(1 + \frac{1}{\alpha^2} \right), \quad (55)$$

$$D(t) = \frac{\beta^2}{\alpha^4} \cdot \left(1 + \frac{8}{\alpha^2} \right), \quad (56)$$

де α - параметр форми та його оцінки;
 β - параметр масштабу та його оцінки.

6.3 Показники надійності

Для кількісної характеристики надійності існують одиничні, комплексні, розрахункові, експериментальні показники експлуатаційної надійності.

Одиничний показник надійності – якщо показник відноситься до однієї з властивостей об'єкта, що характеризують надійність, якщо до декількох – *комплексний показник*.

Одиничні показники:

- *розрахункові* (характеризують властивість об'єкта – **безвідмовність**):

- ймовірність безвідмовної роботи;
- інтенсивність відмов;
- середній наробіток до відмови;
- середній наробіток між відмовами;
- параметр потоку відмов

- *експериментальні* (характеризують властивість об'єкта – **довговічність**):

- термін служби;
- ресурс;

- *експлуатаційні* (характеризують властивості об'єкта – **збережуваність, ремонтпридатність, ремонтвність**):

- ймовірність відновлення;
- інтенсивність відновлення;
- середня тривалість відновлення;
- середній термін збережуваності;
- середній час активного ремонту;
- середня оперативна тривалість непланового ремонту;
- середня тривалість затримки з організаційних причин;
- середня тривалість затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами;
- повнота виявлення несправності;
- повнота ремонту.

Комплексні показники:

- коефіцієнт готовності;

- коефіцієнт неготовності;
- коефіцієнт технічного використання;
- коефіцієнт оперативної готовності;
- коефіцієнт збереження ефективності.

Крім того можна виділити показники надійності, що містять часові поняття (одиниці вимірювання – година, рік):

- наробіток до відмови;
- термін служби
- термін збережуваності;
- ресурс.

Безвідмовність – властивість об’єкта виконувати потрібні функції за певних умов протягом заданого інтервалу часу чи наробітку.

Ймовірність безвідмовної роботи ($R(t_1, t_2)$) – ймовірність того, що протягом заданого наробітку відмова об’єкта не виникне.

Якщо в експлуатації знаходяться $m(t)$ однотипних видів енергетичного обладнання і за деякий період часу від t_1 до t_2 відмовили $m(t_1, t_2)$ виробів, то ймовірність безвідмовної роботи

$$R(t_1, t_2) = 1 - \frac{m(t_1, t_2)}{m(t)}, \quad (57)$$

де $R(t_1, t_2)$ - статистична оцінка ймовірності.

Приклад. Завод-виробник гарантує відповідно до вимог державного стандарту для трифазних асинхронних електродвигунів серії 4А потужністю від 0,06 до 400 кВт ймовірність безвідмовної роботи електродвигунів не менше 0,9 за умови 10000 годин наробітку. Це означає, що за умови дотримання нормованих заводом-виробником умов експлуатації за 10000 годин використання з кожних 100 двигунів 90 збережуть працездатність, а 10 можуть вийти з ладу ($R(10000) = 1 - \frac{10}{100} = 0,9$).

Інтенсивність відмов ($\lambda(t)$) – умовна густина ймовірності виникнення відмов об'єкта, яка визначається за умови, що до цього моменту відмова не виникла.

$$\lambda(t) = \frac{m(t_1, t_2)}{m(t) \cdot (t_1, t_2)}. \quad (58)$$

Середній наробіток до відмови (МТТФ або T_0) – математичне сподівання наробітку об'єкта до першої відмови.

$$T_0 = \int_0^{\infty} R(t) dt, \quad (59)$$

$$T_0 = \frac{1}{m(t_1, t_2)} \cdot \sum_{i=1}^{m(t_1, t_2)} t_{oi}. \quad (60)$$

Середній наробіток між відмовами (МТВФ) – відношення сумарного наробітку відновлюваного об'єкта до математичного сподівання його відмов протягом цього наробітку.

Параметр потоку відмов ($\bar{Z}(t)$) – відношення математичного сподівання кількості відмов відновлюваного об'єкта за досить малий його наробіток до значення цього наробітку.

Якщо ставиться задача оцінити надійність об'єкта, зокрема енергетичного обладнання, протягом визначеного часу (сезону), то основним показником доцільно вибрати ймовірність безвідмовної роботи. Для енергетичного обладнання, відмова якого має наслідок – великі технологічні збитки навіть при короткочасному порушенні їхньої працездатності, на першому місці серед показників надійності стоять інтенсивність відмов та параметр потоку відмов енергетичного обладнання. Коли ефективність експлуатації залежить насамперед від тривалості роботи, тоді основним показником служить середній наробіток до відмови.

Довговічність – властивість об'єкта виконувати потрібні функції до переходу у граничний стан за встановленої системи технічного обслуговування та ремонту.

Термін служби – календарна тривалість експлуатації, протягом якої об'єкт не досягне граничного стану.

Ресурс – сумарний наробіток, протягом якого об'єкт не досягне граничного стану.

У зв'язку із широкими масштабами застосування енергетичного обладнання в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва підвищення його довговічності набуває важливого значення і залежить від правильного вибору його номенклатури, числа і розміщення резервних (запасних) елементів, раціональної організації оперативного та планового обслуговування енергетичного обладнання.

Ремонтопридатність – властивість об'єкта бути пристосованим до підтримання та відновлення стану, в якому він здатний виконувати потрібні функції за допомогою технічного обслуговування та ремонту.

Ймовірність відновлення ($M(t)$) – ймовірність того, що час відновлення працездатного стану об'єкта не перевищить заданого значення.

Інтенсивність відновлення ($\mu(t)$) – умовна густина ймовірності відновлення працездатності об'єкта, визначена для певного моменту часу, за умови, що до цього моменту відновлення не завершилося.

Середня тривалість відновлення (MTTR) – математичне сподівання часу відновлення працездатного стану об'єкта після відмови.

Для технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, де використовується енергетичне обладнання, дуже часто велику небезпеку являє не сам факт його відмови, а тривалість відновлення працездатності енергетичного обладнання, тобто тривалість простою технологічного обладнання. Якщо

простій технологічного обладнання перевищить деякий допустимий час, то порушення технологічного процесу призведе до псування продукції, загибелі тварин (рослин) та інших небажаних наслідків. Ремонтпридатність енергетичного обладнання значною мірою характеризує якість його розробки і виготовлення. А рівень експлуатації, тобто кваліфікацію персоналу, рівень матеріально-технічного забезпечення служби технічної експлуатації, раціональність організації технічної експлуатації характеризують показники **ремонтності** (середній час активного ремонту, середня оперативна тривалість непланового ремонту, середня тривалість затримки з організаційних причин, середня тривалість затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами, повнота виявлення несправності, повнота ремонту).

Середній час активного ремонту – математичне сподівання тривалості активного ремонту (це такий ремонт, що є частиною непланового ремонту, яка складається з операцій, що їх виконують на об'єкті вручну).

Середня оперативна тривалість непланового ремонту – математичне сподівання оперативної тривалості непланового ремонту.

Середня тривалість затримки з організаційних причин – математичне сподівання часу затримки з організаційних причин.

Середня тривалість затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами – математичне сподівання часу затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами.

Повнота виявлення несправності - відсоток несправностей об'єкта, які можуть бути виявлені за певних умов.

Повнота ремонту – відсоток несправностей об'єкта, які можуть бути успішно усунені.

Електротехнічний персонал за рахунок підвищення кваліфікації, зміцнення ремонтно-обслуговуючої бази і правильної організації технічної експлуатації має скорочувати час простою енергетичного обладнання під час ремонту, підвищуючи ефек-

тивність електрифікованих технологічних процесів сільськогосподарського виробництва.

Збережуваність – властивість об'єкта зберігати в заданих межах значення параметрів, що характеризують здатність об'єкта виконувати потрібні функції під час і після зберігання та (чи) транспортування.

Середній термін збережуваності – математичне сподівання строку збережуваності.

У сільському господарстві велика частина енергетичного обладнання використовується протягом року від 2 до 6 місяців. Для такого енергетичного обладнання збережуваність має першорядне значення. Це має враховуватися насамперед на стадії його проектування. Під час експлуатації необхідно організовувати належне зберігання не використовуюваного енергетичного обладнання відповідно до вимог нормативних документів, вимог заводу-виробника.

Комплексні показники надійності – коефіцієнти готовності, неготовності, технічного використання, оперативної готовності, збереження ефективності.

Коефіцієнт готовності ($A(t)$) – ймовірність того, що об'єкт виявиться працездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачене.

Коефіцієнт неготовності ($U(t)$) – ймовірність того, що об'єкт виявиться непрацездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачене.

Коефіцієнт технічного використання – відношення математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта у працездатному стані за деякий період експлуатації до математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта у працездатному стані та у простоях, зумовлених технічним обслуговуванням і ремонтом за той самий період.

Коефіцієнт оперативної готовності – ймовірність того, що за винятком тих запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачене, він у довільний момент часу виявиться у працездатному стані і надалі виконуватиме потрібну функцію протягом заданого інтервалу часу.

Коефіцієнт збереження ефективності – відношення значення показника ефективності використання об'єкта за призначенням протягом певної тривалості експлуатації до номінального значення цього показника, розрахованого за умови, що відмови об'єкта протягом того ж періоду не виникають.

6.4 Побудова розрахункових структур надійності

Усі технічні об'єкти (пристрої чи вироби) в теорії надійності прийнято поділяти на елементи, що виконують певні визначені функції, і системи - сукупності спільно функціонуючих елементів, призначених для виконання певних завдань. Наприклад, електродвигун в автоматизованому електроприводі можна розглядати як його елемент, а з іншого боку його можна розглядати і як систему, що складається з елементів: статора, ротора, підшипників, коробки виводів тощо.

Одним з етапів оцінки надійності є визначення множини станів (або подій) системи і встановлення зв'язку між цими станами (подіями), тобто *побудова розрахункових структур надійності* – представлення функціонально-структурних зв'язків елементів системи.

Основні методи побудови розрахункових структур надійності:

- застосування діаграми станів та переходів;
- подання стану системи і подій в системі у вигляді складної події;
- застосування алгебри логіки;
- табличний метод тощо.

Діаграма станів та переходів – схема, що відображає множину можливих станів об'єкта та імовірних однокрокових переходів між ними.

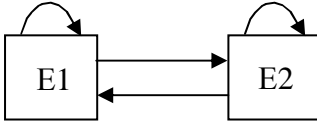


Рисунок 13

Як приклад, на рисунку 13 наведена діаграма станів та переходів для системи з одного відновлюваного елемента, який може знаходитися у двох станах: E1 – працездатний стан; E2 – непрацездатний стан. В

кожному зі станів система може опинитися внаслідок переходу з іншого або збереження колишнього стану.

Якщо стан системи і події в системі представлені у вигляді складної події, то використовується поняття структурної схеми надійності.

Структурна схема надійності – структурна схема складного об'єкта, що подає його у вигляді сукупності певним чином з'єднаних з точки зору надійності його складових частин. У розрахунках надійності існують поняття послідовного і паралельного з'єднання елементів в системі.

Послідовне з'єднання елементів в системі – якщо функціональний зв'язок елементів в системі такий, що відмова системи буде за відмови хоча б одного з них.

Паралельне з'єднання елементів в системі – якщо функціональний зв'язок елементів у системі такий, що відмова системи буде тільки за відмови усіх елементів.

Для системи з n послідовно з'єднаних елементів безвідмовна робота $A_{\text{посл}(t)}$ і працездатний стан $C_{\text{посл}(t)}$ системи буде тільки за безвідмовної роботи усіх її елементів та працездатного їхнього стану відповідно:

$$A_{\text{посл}(t)} = \bigcap_{i=1}^n A_i(t), \quad (61)$$

$$C_{\text{посл}(t)} = \bigcap_{i=1}^n C_i(t), \quad (62)$$

де \cap - знак логічного множення подій;

$A_i(t)$ - подія безвідмовної роботи i -го елемента на інтервалі часу $[0, t]$;

$C_i(t)$ - стан працездатності i -го елемента в момент t .

Непрацездатний стан системи з n паралельно з'єднаних елементів буде тільки при непрацездатному стані усіх її елементів:

$$\bar{C}_{\text{пар}(t)} = \bigcap_{i=1}^n \bar{C}_i(t), \quad (63)$$

де $\bar{C}_{i(t)}$ - стан непрацездатності i -го елемента в момент t .

Паралельне і послідовне з'єднання елементів системи в теорії надійності часто не співпадає з таким з'єднанням елементів в електричній мережі, з тим ця тотожність не обов'язкова.

Наприклад, дві лінії електропередавання, які мають паралельне з'єднання в електричній мережі, в теорії надійності в одному випадку можуть розглядатися елементами системи з паралельним з'єднанням, в іншому – з послідовним з'єднанням. Це залежить від того, які стани визначені як непрацездатні для цієї системи, та від того, яке співвідношення пропускної спроможності ліній та навантаження. Якщо під відмовою цієї системи розуміти виникнення необхідності обмеження навантаження споживача, то

- за пропускної спроможності кожної лінії, більшої ніж навантаження споживача – з'єднання паралельне;
- за пропускної спроможності кожної лінії, меншої ніж навантаження споживача (але сумарна пропускна спроможність обох ліній більша ніж навантаження споживача) - з'єднання цих же ліній послідовне;
- за пропускної спроможності тільки однієї з ліній, меншої ніж навантаження споживача – з'єднання не паралельне і не послідовне.

Таким чином, не завжди структурно-функціональні зв'язки елементів у системі можуть бути відображені паралельним та послідовним з'єднанням.

Часто інтерес викликає не сама множина, наприклад, непрацездатних станів та подій переходів у них, а тільки сам факт, залишилася система в цієї множині чи ні. В цьому випадку стан системи зручно описувати через стан її елементів. Для опису системи доцільно використовувати *алгебру логіки* (або булеву алгебру), якщо при цьому елементи системи можуть знаходитися тільки у двох станах. Алгебра логіки оперує такими поняттями як істина ($x=1$) та неправда ($x=0$). Тобто оперує функціями, які приймають тільки два значення та визначаються їхніми різними наборами.

В алгебрі логіки розглядаються три основних логічних операції: заперечення, кон'юнкція (множення), диз'юнкція (додавання).

Заперечення читається як „не є істиною” та „не є неправдою”.

Кон'юнкція – це складне речення, яке є істиною тоді і тільки тоді, якщо є істиною усі його складові.

Диз'юнкція - це складне речення, яке є неправдою тоді і тільки тоді, якщо є неправдою усі його складові.

Сутність *табличного методу* побудови розрахункових структур надійності полягає у перебиранні станів системи і подій в системі та відборі з них цікавих для подальших досліджень та розрахунку надійності.

Метод зручний і простий для розрахунку відносно невеликих систем (до 10 елементів).

6.5 Основи аналізу надійності енергетичного обладнання

За вимогами нормативних документів повинен бути організований за встановленими формами облік показників роботи енергетичного обладнання (позмінний, добовий, місячний, кварталний, річний) для аналізу надійності його роботи. На підставі аналізу повинні розроблятися і виконуватися заходи з підвищення надійності енергопостачання споживача.

Аналіз надійності – систематизоване дослідження з метою визначення впливу на надійність об'єкта особливостей конструкції, технологічних процесів виробництва, умов експлуатації, технічного обслуговування та ремонту, а також визначення досягнутого рівня надійності за умов виконання запланованих заходів щодо забезпечення і підвищення надійності та оцінка ефективності цих заходів.

За рівнем інформаційного забезпечення методи аналізу надійності класифікуються таким чином:

- *детермінований метод* (об'єкт дослідження та умови його функціонування повністю відомі досліднику);
- *стохастичний метод* (відомі множина можливих варіантів поведінки об'єктів, множина об'єктів і умов їхнього функціонування, та апіорні розподіли ймовірностей елементів цих множин);
- *ймовірностно-невизначений метод* (елементи цих множин відомі, але невідомі розподіли ймовірностей цих елементів);
- *дифузно-невизначений метод* (невідомі повністю або частково елементи цих множин і нема повної інформації щодо їхньої ймовірності).

За способом реалізації метод аналізу надійності може бути розрахунковим, розрахунково-експериментальним, експериментальним та статистичного моделювання.

Розрахунковий метод базується на розрахунку показників надійності за даними довідників з надійності компонентів та комплектувальних елементів об'єкта, за даними про надійність об'єктів-аналогів, за даними про властивості матеріалів та за іншою інформацією, наявною на час проведення розрахунку.

Розрахунково-експериментальний метод – у разі застосування цього методу показники надійності всіх чи деяких складових частин об'єкта визначають за результатами випробувань та (чи) експлуатації, а показники надійності об'єкта загалом розраховують за математичною моделлю.

Експериментальний метод базується на статистичній обробці даних, одержаних у випробуваннях чи під час експлуатації об'єкта.

Експеримент оснований на випробуваннях на надійність та на ретроспективному методі.

Під час випробувань на надійність імітуються зовнішні умови реальних обставин роботи об'єкта дослідження, збирається статистична інформація, необхідна для визначення показників надійності, і за відповідними виразами здійснюється статистична оцінка цих показників.

За ретроспективним методом здійснюється вибір та обробка інформації з ретроспективного аналізу роботи діючих об'єктів. Вартість такого методу мінімальна – на збір та обробку статистичних даних. Недоліки методу – процес функціонування об'єктів не залежить від спостерігача, який має вибрати об'єктивну інформацію про надійність об'єктів по записах, що зроблені великою кількістю спостерігачів. Крім того, метод оцінює надійність існуючих об'єктів, а для об'єктів на стадії проектування цей метод неможливо застосувати.

Метод статистичного моделювання – визначення числових значень показників надійності об'єкта, як правило, за допомогою ЕОМ шляхом моделювання процесів функціонування об'єкта, виникнення та усунення відмов.

Моделювання – дослідження будь-яких процесів, подій або систем об'єктів шляхом побудови і дослідження їхніх моделей.

Модель надійності – математична модель, що встановлює зв'язок між показниками надійності об'єкта, характеристиками надійності елементів, його структурою та параметрами процесу функціонування об'єкта.

Для аналізу надійності нормативними документами передбачене застосування таких математичних моделей, як модель безвідмовності, модель ремонтпридатності та модель навантажень.

Модель безвідмовності - математична модель, яку використовують для прогнозування чи оцінювання показників безвідмовності об'єкта.

Модель ремонтпридатності - математична модель, яку використовують для прогнозування чи оцінювання показників ремонтпридатності об'єкта.

Модель навантажень – математична модель, прийнята для опису впливів прикладених навантажень на показники безвідмовності чи на інші властивості надійності об'єкта.

Порядок аналізу надійності об'єкта:

- ідентифікація об'єкта;
- визначення мети аналізу;
- аналіз системи:
 - якісний – визначення типів несправностей, механізмів відмов елементів та їхніх наслідків для системи, аналіз функціональної схеми, аналіз системи технічного обслуговування та ремонту, побудова структурних схем надійності системи тощо;
 - кількісний - побудова математичної моделі надійності елементів і системи за показниками надійності, що розглядаються; одержання кількісних показників надійності шляхом розрахунку чи моделювання; проведення аналізу важливості відмов і чутливості; оцінка можливості вдосконалення характеристик системи на основі резервних підсистем і стратегій технічного обслуговування та ремонту тощо;
- оцінка результатів аналізу.

Питання для самоконтролю

1. Що означає термін „надійність”?
2. Чим зумовлені конструктивна, виробнича та експлуатаційна надійність техніки?
3. Яка відмінність між пошкодженням та відмовою техніки?

4. Як класифікуються відмови техніки?
5. Які наслідки мають відмови техніки?
6. Яка відмінність між справним станом техніки та працездатним станом техніки?
7. Чим характеризується граничний стан техніки?
8. Який об'єкт називається відновлювальним?
9. В яких випадках під час експлуатації техніки використовується закон Пуассона?
10. Які вирази описують основні характеристики експоненційного розподілу відмов?
11. За якими виразами визначаються основні характеристики логарифмічного нормального розподілу відмов?
12. Який закон розподілу відмов використовують, як правило, у випадку, якщо втрата працездатності технічних пристроїв за деякий час відбувається за рахунок спільної дії зношення та втомленості матеріалу елементів пристрою?
13. Які ви знаєте одиничні показники надійності?
14. Які ви знаєте комплексні показники надійності?
15. Що означає властивість об'єкта „безвідмовність”?
16. Що означає ймовірність безвідмовної роботи технічного пристрою не менше 0,9 при визначеному наробітку?
17. Яка відмінність між терміном служби та ресурсом?
18. Яка властивість об'єкта характеризується такими показниками, як середня тривалість затримки з організаційних причин та середня тривалість затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами?
19. Які ви знаєте основні методи побудови розрахункових структур надійності?
20. Чим відрізняється послідовне (з точки зору надійності) з'єднання елементів в системі від паралельного з'єднання?
21. Що означає поняття „аналіз надійності”?
22. Які існують методи аналізу надійності за способом реалізації?
23. Застосування яких моделей для аналізу надійності передбачене нормативними документами?
24. Який загальний порядок аналізу надійності?

РОЗДІЛ 7

НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ*

Надійність роботи енергосистеми – здатність енергосистеми забезпечувати безперервне енергопостачання споживачів та підтримувати в допустимих межах показники якості електричної та теплової енергії.

Надійність роботи енергосистеми характеризується її безвідмовністю, довговічністю, ремонтпридатністю, ремонтвністю. Забезпечується надійність енергосистеми впровадженням прогресивних схемно-конструкторських рішень, резервуванням елементів енергосистеми, проведенням заходів технічної експлуатації тощо.

7.1 Надійність електропостачання

Надійність електропостачання – властивість електропостачальної системи забезпечувати електричною енергією електроприймачів за категоріями у відповідності до вимог ПУЕ.

Електропостачальна система – сукупність електричних установок, призначених для виробництва, передавання, перетворення та розподілення електричної енергії.

Надійне забезпечення електричною енергією потрібної якості гарантує чітку, безперервну роботу електротехнічних приладів, створює умови для ефективного функціонування електрифікованих технологічних процесів.

Ступінь необхідної надійності електропостачальної системи зумовлена в першу чергу категорією споживачів за вимогами щодо безперервності електропостачання, які встановлені ПУЕ.

ПУЕ розділяють електроприймачів щодо забезпечення надійності електропостачання на три категорії:

* Використані джерела [1,14,16-19,24-26,35,36,40-44,46,47,51,52,55,56, 59,62,63,66,69-72,76,77,79]

Електроприймачі I-ї категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значні збитки народного господарства, пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

Серед електроприймачів I-ї категорії є **особлива група** електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого основного обладнання.

Електроприймачі II-ї категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового невідпуску продукції, масових простоїв працівників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III-ї категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I-ї і II-ї категорій.

Електроприймачі I-ї категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих джерел живлення, перерва в електропостачанні від одного із джерел може бути допущена лише на термін, необхідний для автоматичного відновлення живлення.

Незалежне джерело живлення – джерело живлення, на якому зберігається напруга у межах, регламентованих нормативними документами для післяаварійного режиму, у разі зникнення її на іншому (інших) джерелах живлення електроприймача чи електроприймачів.

Електроприймачі, що віднесені до особливої групи електроприймачів I-ї категорії, повинні мати ще і додаткове живлення від третього незалежного взаємнорезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для вказаної групи електроприймачів та як друге незалежне джерело живлення для

інших електроприймачів I-ї категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистеми, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих джерел живлення. У разі порушення електропостачання від одного із джерел живлення допускаються перерви на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії по одній повітряній лінії, в тому числі із кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту лінії протягом доби. Кабельні вставки цієї лінії мають виконуватися двома кабелями, кожен із яких вибирається за найбільшим тривалним струмом повітряної лінії.

Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії по одній кабельній лінії, що складається не менше, ніж із двох кабелів, приєднаних до одного спільного апарата.

Допускається живлення електроприймачів II-ї категорії від одного трансформатора, якщо є у наявності централізований резерв трансформаторів та можлива заміна пошкодженого трансформатора протягом доби.

Електроприймачі III-ї категорії можуть живитися електроенергією від одного джерела за умови, що перерви в електропостачанні, необхідні для виконання ремонту чи заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, за тривалістю не перевищують одну добу.

Надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів враховується, починаючи з етапу проектування мереж електропостачання відповідними нормативними документами (наприклад, *РУМ 9/86 Минэнерго СССР “Методическими указаниями по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей”*).

В нормативних документах наводиться перелік сільськогосподарських споживачів I-ї та II-ї категорії за надійністю елект-

ропостачання, контролюються вимоги ПУЕ щодо надійності електропостачання споживачів і зокрема щодо джерел електроживлення. Наприклад, другим джерелом живлення в зоні централізованого електропостачання повинна бути підстанція 35-110/10 кВ або інша секція шин 10 кВ тієї ж двотрансформаторної підстанції з двостороннім живленням по мережі 35-110 кВ, від якої здійснюється основне живлення. Для віддалених споживачів за умови належного техніко-економічного обґрунтування другим джерелом живлення може бути автономне джерело резервного електроживлення (наприклад, дизельна електростанція).

У додатку Д наведені дані щодо навантаження електроприймачів сільськогосподарських підприємств, що підлягає резервуванню від автономних джерел резервного електроживлення. В тваринництві до споживачів 1-ої категорії відносяться тваринницькі комплекси та ферми з виробництва молока на 400 та більше голів, з відгодівлі молодняку ВРХ на 5 тис. та більше голів, з відгодівлі нетелей на 3 тис. та більше ското-місць, з відгодівлі 12 тис. та більше свиней на рік, майданчики з відгодівлі ВРХ на 5 тис. та більше голів на рік. Споживачами 2-ої категорії є тваринницькі ферми з меншою потужністю виробництва, ніж це встановлено для споживачів 1-ої категорії, заводи з виробництва кормів, кормоцехи, картоплесховища ємністю понад 500 т з холодопостачанням та активною вентиляцією. До електроприймачів другої категорії відносяться такі системи: системи доїння корів, промивання молокопроводів та підігріву води; робочого освітлення в доїльних залах та чергове – в родильному відділенні молочних підприємств; установки опромінення та локального обігріву молодняку; опалювально-вентиляційні пристрої; котельні з котлами високого та середнього тиску; установки пожежегасіння.

Надійність електропостачання споживачів регламентують також *Правила користування електричною енергією та Правила приєднання електроустановок до електричних мереж*.

Правила встановлюють необхідність визначення за ПУЕ категорії надійності електропостачання струмоприймачів замовника в опитувальному листі для юридичних осіб та фізичних

осіб-підприємців у разі приєднання нових або реконструйованих електроустановок до електричних мереж.

Гарантований рівень надійності електропостачання зазначається в окремому додатку до договору між споживачем та електропостачальною організацією за такими пунктами:

- кількість протягом року та тривалість (одного) автоматичних вимикань;
- кількість протягом року та тривалість (одного) вимикання без попередження із збереженням живлення аварійної броні;
- величина, процент обмеження відпуску електричної енергії, кількість обмежень протягом року та їх тривалість.

Правила також передбачають компенсацію дворазової вартості недовідпущеної електричної енергії, якщо перерва в електропостачанні відбувалася за вини електропостачальної організації.

7.2 Способи забезпечення надійності енергетичного обладнання

Для забезпечення та підвищення надійності об'єкта, зокрема енергетичного обладнання, застосовують такі способи:

- *конструктивні* (способи забезпечення надійності, які застосовуються на етапі проектування об'єкта);
- *технологічні* (способи забезпечення надійності на етапі серійного виробництва об'єкта);
- *експлуатаційні* (способи забезпечення надійності на етапі експлуатації об'єкта).

Серед експлуатаційних способів забезпечення надійності енергетичного обладнання можна відмітити такі основні: резервування, технічне обслуговування, ремонт, цілеспрямоване керування процесами, які відбуваються в системі.

Резервування – спосіб забезпечення надійності об'єкта за рахунок використання додаткових засобів та (або) можливостей, надлишкових порівняно з мінімально необхідними для виконання потрібних функцій. Існує функціональне резервування; резер-

вування часу, інформаційне, навантажувальне та структурне резервування.

Функціональне резервування - використання здатності елементів виконувати додаткові функції, підвищуючи надійність системи шляхом перерозподілу функцій за відмови елементів. В цьому разі здійснюється інтенсивніша робота інших елементів. Як приклад здатності виконувати додаткові функції можна навести можливість використання силових трансформаторів на деяких підстанціях і для організації плавки ожеледі.

Резервування часу - використання надлишкового часу за рахунок резерву часу, коли система має можливість виконати завдання, або за рахунок використання резерву потужності здійснюється зменшення часу виконання завдання.

Інформаційне резервування - використання надлишкової інформації. Наприклад, для забезпечення стійкості ліній електропередавання з двох кіл після аварійного вимкнення одного з кіл необхідно вимкнути частину генераторів. Це здійснюється у разі отримання інформації про вимкнення одного кола. Якщо додати інформацію про завантаження ліній електропередавання до відмови кола, то можна точніше визначити кількість генераторів, які необхідно вимкнути і підвищити цим надійність системи.

Навантажувальне резервування - використання можливості елементів системи деякий час витримувати надлишкове навантаження.

Структурне резервування - використання надлишкових елементів структури об'єкта, які не є необхідними для виконання об'єктом його функцій, наприклад, встановлення других трансформаторів на підстанціях.

Структурне резервування в мережах електропостачання характеризується *кратністю резервування*, що визначається за виразом

$$K = \frac{n - m}{m}, \quad (64)$$

де n - кількість усіх кіл;

m - кількість кіл, які необхідні для продовження роботи.

Вирази щодо залежності ймовірності безвідмовної роботи від кратності резервування в мережах електропостачання наведені в таблиці Д.1 (див. додаток Д).

У зв'язку з резервуванням об'єкт може містити:

- основні елементи, які потрібні для виконання належних функцій без використання резерву;
- резервні елементи, які призначені для виконання функцій основних, коли вони відмовлять;
- резервовані елементи – ті з основних елементів, на випадок відмови яких передбачене резервування.

Відношення кількості резервних елементів до кількості резервованих елементів, що резервуються ними, є *кратністю резерву для даного об'єкта*. Резервування з кратністю 1/1 є дублюванням.

Резерв – сукупність додаткових засобів або можливостей, що використовуються для резервування.

Резерв може бути:

- навантаженим, якщо містить один чи кілька резервних елементів, що знаходяться у режимі основного елемента ("гарячий резерв");
- полегшеним, якщо містить один або кілька резервних елементів, що знаходяться у менш навантаженому, ніж основний елемент, режимі ("теплий резерв");
- ненавантаженим, якщо містить один або кілька резервних елементів, ненавантажених до початку виконання ними функцій основного елемента ("холодний резерв").

Існують такі види резервування об'єкта:

- загальне резервування (всього об'єкта);
- роздільне резервування (резервуються окремі елементи чи їх групи);
- постійне резервування (використовується навантажений резерв, резервування здійснюється без перемикачів);
- резервування заміщенням (функції основного елемента передаються резервному тільки після відмови першого);
- резервування з відновленням (відновлення основних елементів, що відмовили, чи резервних технічно можливе без порушення працездатності об'єкта і передбачене експлуатаційною документацією);

- резервування без відновлення – неможливе без припинення працездатності об'єкта і не передбачене експлуатаційною документацією.

Одним з експлуатаційних способів забезпечення надійності енергетичного обладнання є *проведення робіт технічної експлуатації* енергетичного обладнання, таких як технічне обслуговування та ремонт. Це дозволяє підтримувати необхідний рівень надійності шляхом запобігання відмов енергетичного обладнання при проведенні планових робіт та відновлювати властивості енергетичного обладнання після відмов.

Експлуатаційний спосіб забезпечення надійності енергетичного обладнання *цілеспрямоване керування процесами*, які здійснюються в системі, тобто створення та впровадження такої системи керування, що дозволить підвищити надійність системи. Сучасні автоматизовані системи керування дозволяють забезпечити надійність електропостачальних систем та електрифікованих технологічних процесів сільськогосподарського виробництва на якісно новому рівні.

У додатку Д наведені приклади технічних рішень (конструктивних та схемних) щодо забезпечення надійності електропостачання, а саме

- схема електрична принципова автоматичного повторного вмикання (АПВ) однократної дії;
- схема електрична принципова АПВ двократної дії для вимикачів з пружинним приводом;
- схема вторинних кіл у камері резервного вводу лінії напругою 10 кВ;
- схема первинних та вторинних кіл пристрою автоматичного вводу резерву АВР-0,4 кВ;
- лінії електропередавання напругою 10 кВ для живлення відповідальних споживачів, виконані за петльовою схемою;
- схема електрична принципова пристрою контролю перегорання запобіжників з боку вищої напруги трансформаторних підстанцій;

- однолінійна принципова схема комплектної трансформаторної підстанції з двостороннім живленням КТП2-000/10/0,4-92-У1;
- схема електрична принципова пристрою автоматичного повторного увімкнення ліній напругою 0,38 кВ.

7.3 Оцінка надійності енергетичного обладнання

Для оцінки надійності проводять аналіз. На практиці існують два основних підходи до аналізу надійності об'єкта. Перший - аналіз надійності об'єкта за результатами заходів і способів щодо забезпечення надійності на етапах проектування, виробництва та експлуатації відповідно до програм забезпечення надійності. Другий - застосування кількісних методів аналізу надійності об'єкта, які ґрунтуються на аналізі умов експлуатації, причин і механізмів відмов, показників надійності елементів, стратегій технічного обслуговування та ремонту тощо.

Застосування першого з них дозволяє:

- одержати якісну оцінку досягнутого рівня надійності об'єкта та встановити можливість дотримання вимог щодо надійності;
- обґрунтувати необхідність коригування та доопрацювання конструкцій, технологій виготовлення, системи технічного обслуговування і ремонту об'єкта з метою підвищення надійності;
- підготувати необхідні дані для використання кількісних методів аналізу надійності.

Застосування другого підходу до аналізу надійності об'єктів дозволяє:

- визначити кількісні показники надійності варіантів конструкцій об'єкта;
- прогнозувати й оптимізувати надійність з урахуванням встановлених вимог, стратегій технічного обслуговування та ремонту, вжитих заходів щодо підвищення надійності.

Зміст аналізу об'єкта на надійність на стадіях його експлуатації (введення в експлуатацію, експлуатація – виробнича та технічна) наведений в таблиці 5.

Таблиця 5 - Зміст аналізу об'єкта на надійність на стадіях його експлуатації

Стадія	Вид аналізу
Введення в експлуатацію	Аналіз програми навчання обслуговуючого персоналу правилам забезпечення надійності
	Аналіз повноти нормативної та методичної документації із забезпечення надійності об'єкта під час експлуатації
	Атестація робочих місць експлуатації при використанні об'єкта під час їх підготовки
	Аналіз первинних форм обліку інформації про відмови об'єкта
	Аналіз ефективності доопрацювання об'єкта після виявлення несправностей під час введення в експлуатацію
	Аналіз та оцінка якості монтажних робіт
	Аналіз програм та методів випробувань об'єкта на місці експлуатації
	Аналіз реалізації програми забезпечення надійності об'єкта на етапі виробництва
Експлуатація (використання за призначенням, технічна експлуатація)	Аналіз наявності та повноти програми забезпечення надійності об'єкта на етапі експлуатації
	Аналіз експлуатаційних документів (інструкцій з експлуатації), дотримання правил безпеки
	Аналіз ефективності виявлення причин відмов об'єкта, аналіз системи збирання інформації про надійність об'єкта
	Аналіз достатності засобів та пристроїв для підтримання надійності об'єкта, системи технічної експлуатації
	Аналіз ефективності впровадження засобів технічного діагностування. Аналіз функціонування засобів автоматизованого контролю експлуатаційних параметрів об'єкта
	Аналіз методів ремонту та можливості відновлення об'єкта.
	Аналіз програм навчання персоналу правилам забезпечення надійності під час ремонту
	Аналіз засобів технічної діагностики, результатів їх атестації.
	Аналіз програм та методик випробувань, ефективності дослідження причин відмов відремонтованих об'єктів
	Аналіз ефективності доопрацювання об'єктів
Аналіз реалізації програми забезпечення надійності на стадії експлуатації	

Кількісна оцінка надійності техніки, зокрема енергетичного обладнання, базується на визначенні показників надійності. Для розрахунку показників надійності відновлюваного об'єкта за експоненційним розподілом випадкових величин використовують формули (65)-(73).

Функція відновлення i -го елемента системи визначається за виразом

$$\Omega_i(t) = \lambda_i \cdot t. \quad (65)$$

де λ_i - інтенсивність відмов i -го елемента системи.

Ймовірність безвідмовної роботи i -го елемента системи в інтервалі $(t, t + \tau)$, коли t збігається з моментом початку функціонування після чергової відмови (відновлення), визначається за виразом

$$R_i(t) = \exp(-\lambda_i \cdot t). \quad (66)$$

Середній наробіток до відмови i -го елемента системи визначається за виразом

$$T_{oi}(t) = \frac{1}{\lambda_i}. \quad (67)$$

Середня тривалість відновлення системи з n елементів визначається за виразом

$$T_B(t) = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Bi} \cdot \Omega_i(t)}{\sum_{i=1}^n \Omega_i(t)}, \quad (68)$$

де T_{Bi} - середня тривалість відновлення і-го елемента системи.

Коефіцієнт готовності і-го елемента системи визначається за виразом

$$K_{ri}(t) = \frac{T_{oi}}{T_{oi} + T_{Bi}} + \frac{T_{Bi}}{T_{oi} + T_{Bi}} \cdot \exp\left[-t \cdot \left(\lambda_i + \frac{1}{T_{Bi}}\right)\right] \quad (69)$$

або за спрощеним виразом

$$K_{ri}(t) = \frac{T_{oi}}{T_{oi} + T_{Bi}}. \quad (70)$$

Коефіцієнт готовності для системи з n послідовно з'єднаних елементів визначається за виразом

$$K_r(t) = \prod_{i=1}^n K_{ri}(t). \quad (71)$$

Коефіцієнт оперативної готовності об'єкта визначається за виразом

$$K_{ог}(t) = K_r(t) \cdot \exp(-\lambda \cdot t). \quad (72)$$

Коефіцієнт технічного використання об'єкта визначається за виразом

$$K_{ТВ}(t) = K_r(t) \cdot \frac{t_d}{t_H}, \quad (73)$$

де t_H - номінальний фонд часу, протягом якого об'єкт може використовуватися за призначенням;

t_d - дійсний фонд часу роботи об'єкта, що дорівнює t_n за винятком простоїв, пов'язаних з проведенням планових технічних обслуговувань та ремонтів.

Для оцінки надійності енергетичного обладнання в АПКчи не найважливішим слід вважати визначення *середньорічної тривалості перерви електропостачання та середньорічної тривалості простою енергетичного обладнання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва*. Ці розрахунки здійснюються на основі статистичних даних про пошкоджувальність елементів системи; про число відключень для планового ремонту та час, необхідний для його проведення; про орієнтовний час, необхідний для відновлення після аварій. Ці дані та методики визначення середньорічної тривалості перерви електропостачання та середньорічної тривалості простою енергетичного обладнання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва наведені в додатку Д.

Оцінка надійності дає можливість визначити необхідність заходів щодо підвищення надійності елементів електропостачальної системи і системи використання електричної енергії в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва та заходів щодо підвищення ефективності технічної експлуатації енергетичного обладнання.

7.4 Якість електричної енергії

Дуже суттєвий вплив на роботу енергетичного обладнання, а звідси й на ефективність технологічних процесів, має якість електричної енергії.

Якість електричної енергії – ступінь відповідності параметрів електричної енергії їх установленим значенням.

Параметр електричної енергії – величина, що кількісно характеризує яку-небудь властивість електричної енергії.

7.4.1 Показники та норми якості електричної енергії

Стандарт встановлює показники та норми якості електричної енергії в електричних мережах електропостачальних систем загального призначення змінного трифазного та однофазного струму частотою 50 Гц у точках приєднання електричних мереж, що знаходяться у власності різних споживачів електричної енергії, або приймачів електричної енергії (точки загального приєднання). При виконанні вимог стандарту щодо норм якості електричної енергії забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж електропостачальних систем загального призначення та електричних мереж споживачів електричної енергії (приймачів електричної енергії).

Показник якості електричної енергії – величина, що характеризує якість електричної енергії за одним або декількома її параметрами.

Норма якості електричної енергії - установлене граничне значення показника якості електричної енергії.

Показники якості електричної енергії характеризують відхилення напруги та відхилення частоти в електропостачальній системі, синусоїдність кривої напруги або струму, несиметрію напруг або струмів, коливання напруги, провал напруги, імпульс напруги в електропостачальній системі та тимчасову перенапругу.

Відхилення напруги в електропостачальній системі - різниця між поточним значеннями напруги в певному пункті електропостачальної системи в заданий момент часу та її номінальним чи базовим значенням.

Відхилення напруги характеризується показником якості електричної енергії - *усталеним відхиленням напруги* (δU_y). Нормально та гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на затискачах споживачів дорівнюють відповідно ± 5 та ± 10 % від номінальної напруги електричної мережі.

Відхилення частоти в електропостачальній системі - різниця між наявним значенням частоти в електропостачальній

системі в певний момент часу та її номінальним чи базовим значенням.

Відхилення частоти характеризується показником якості електричної енергії - *відхиленням частоти* (Δf). Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти дорівнюють відповідно $\pm 0,2$ та $\pm 0,4$ Гц.

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги або струму та коефіцієнт гармоніки напруги або струму характеризують *синусоїдність кривої напруги або струму*.

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги або струму (K_U або K_I) – величина, яка дорівнює відношенню діючого значення сукупності вищих гармонік напруги (струму) до діючого значення основної гармоніки напруги (струму). **Коефіцієнт гармоніки напруги або струму** ($K_{U(n)}$ або $K_{I(n)}$) – величина, яка дорівнює відношенню діючого значення n -ої гармоніки напруги (струму) до діючого значення основної гармоніки напруги (струму). Норми цих показників якості електричної енергії визначаються по таблицях стандарту (для різних класів напруг; для парних, непарних, кратних трьом гармонік).

Несиметрія напруг або струмів характеризується показниками якості електричної енергії - коефіцієнтом нульової послідовності напруги або струму та коефіцієнтом зворотної послідовності напруги або струму. **Коефіцієнт нульової послідовності напруги або струму** (K_{0U} або K_{0I}) – величина, яка дорівнює відношенню напруги (струму) нульової послідовності до фазної напруги (струму) прямої послідовності в багатofазній електропостачальній системі. **Коефіцієнт зворотної послідовності напруги або струму** (K_{2U} або K_{2I}) - величина, яка дорівнює відношенню напруги (струму) зворотної послідовності до фазної напруги (струму) прямої послідовності в багатofазній електропостачальній системі.

Нормально та гранично допустимі значення K_{0U} в точках загального приєднання до чотирипровідних електричних мереж з номінальною напругою 0,38 кВ встановлюються стандартом

відповідно 2,0 та 4,0 %. Нормально та гранично допустимі значення K_{2U} в точках спільного приєднання до електричних мереж встановлюються стандартом відповідно 2,0 та 4,0 %.

Якість електричної енергії за показниками δU_y , Δf , K_U , $K_{U(n)}$, K_{0U} , K_{2U} вважається такою, що відповідає вимогам стандарту, якщо всі виміряні протягом 24 годин значення не перевищують гранично допустимі значення, а значення, що відповідають ймовірності 95 % за встановлений період часу, не перевищують нормально допустимих значень.

*Коливання напруги – серія одноразових змін напруги. Коливання напруги характеризуються показниками якості електричної енергії - **розмахом зміни напруги та дозою флікера**. Гранично допустимі розмахи зміни напруги (δU_t) визначаються за наведеними у стандарті графіками. Вважається, що якість електричної енергії за дозою флікера відповідає вимогам стандарту, якщо кожна короткочасна (P_{St}) та тривала (P_{Lt}) доза флікера, які визначаються шляхом вимірювань протягом 24 годин або шляхом розрахунків, не перевищують гранично допустимих значень. При коливаннях напруги з формою, що відрізняється від меандра, гранично допустимі значення: $P_{St} = 1,38$, $P_{Lt} = 1,0$; для приміщень, де необхідні значні зорові зусилля $P_{St} = 1,0$, $P_{Lt} = 0,74$.*

*Провал напруги – раптове значне зниження напруги в електропостачальній системі з подальшим його відновленням. Провал напруги характеризується показником якості електричної енергії - **тривалістю провалу напруги** (Δt_n), для якого стандартом встановлена норма: гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах до 20 кВ включно дорівнює 30 с.*

Імпульс напруги в електропостачальній системі (різка зміна напруги в електропостачальній системі, яка триває короткий інтервал часу відносно певного інтервалу часу) характеризується

показником якості електричної енергії - *імпульсною напругою* ($U_{\text{імп}}$). Значення грозових та комутаційних імпульсних напруг наведені у додатках стандарту.

Тимчасова перенапруга характеризується показником якості електричної енергії - *коефіцієнтом тимчасової перенапруги* ($K_{\text{пер}U}$). Значення коефіцієнту тимчасової перенапруги залежно від тривалості тимчасової перенапруги наведені у додатках стандарту.

Для сільських районів суттєвий вплив на роботу енергетичного обладнання, а звідси й на ефективність технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, мають відхилення напруги в електропостачальній системі, несиметрія напруг (струмів) та несинусоїдність напруги (струму). Невідповідність вимогам стандарту показників якості електричної енергії, які характеризують вказані властивості, може призвести до ряду негативних наслідків технологічного і електромагнітного характеру, таких як:

- збільшення витрат активної потужності й електричної енергії;
- скорочення терміну служби електрообладнання;
- збільшення капітальних вкладень в електропостачальну систему;
- порушення нормального ходу технологічних процесів споживачів тощо.

7.4.2 Вплив несиметрії напруг та несинусоїдності напруги на показники роботи енергетичного обладнання

Несиметрія напруг на затискачах електродвигунів викликає додатковий їх нагрів, зміну частоти обертів, вібрацію. Перегрівання електродвигунів має наслідок - передчасне старіння ізоляції і вихід їх з ладу. Зміна частоти обертів електродвигунів призводить до відхилення від заданого режиму роботи технологічного обладнання. Вібрація викликає швидший знос підшипників і пошкодження електродвигунів. Несиметрія напруг погі-

ршує характеристики електротермічного обладнання, знижує їхню продуктивність, скорочує термін служби.

Вплив несиметрії напруг на роботу повітряних і кабельних ліній електропередавання не суттєвий, але збільшується нагрівання трансформаторів, що призводить до скорочення строку їхньої служби. При $K_{2U}=2...4\%$ строк служби трансформаторів скорочується на 4%.

Несинусоїдність напруги впливає на всі види електроприймачів. Це спричиняється не тільки їхнім додатковим тепловим нагріванням від вищих гармонік струму, але і тим, що вищі гармоніки утворюють складові прямої послідовності (1,4,7, і т. ін.), зворотної послідовності (2,4,8, і т. ін.) і нульової послідовності (гармоніки кратні трьом). Вищі гармоніки напруги, які накладаються на основну, сприяють підвищенню діючого значення напруги на затискачах.

Вищі гармоніки напруги і струму несприятливо впливають на електрообладнання, системи автоматики, релейного захисту, телемеханіки і зв'язку. З'являються додаткові втрати потужності в трансформаторах і мережах, погіршуються умови роботи батарей конденсаторів, скорочується термін служби ізоляції електричних машин і апаратів, підвищується аварійність в кабельних мережах. Рівень додаткових втрат активної потужності від вищих гармонік в електричній системі складає декілька відсотків від втрат за синусоїдальної напруги. В мережах крупних промислових підприємств, а також електрифікованого залізничного транспорту ці втрати можуть досягати 10-15%.

Особливо чутливі до появи вищих гармонік конденсаторні батареї і кабелі. Збільшення K_U призводить до старіння ізоляції, якість якої характеризує тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$). Робота конденсаторних батарей з $K_U=5\%$ протягом двох років призводить до збільшення $\text{tg}\delta$ у 2 рази, тобто до збільшення діелектричних втрат.

7.4.3 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи асинхронних електродвигунів

Найсуттєвіший вплив на основні показники роботи енергетичного обладнання в технологічних процесах сільськогоспо-

дарського виробництва мають відхилення напруги в електропостачальній системі.

Активна потужність, що споживається асинхронним електродвигуном (АД), визначається за виразом

$$P_d = M_{c^*} \cdot P_H + \Delta P_H \cdot (1 + K_p), \quad (74)$$

де ΔP_H - втрати активної потужності в АД за напруги U_H , Вт;

K_p - коефіцієнт пропорційності:

$$K_p = (11,84 \cdot M_{c^*}^3 - 18,25 \cdot M_{c^*}^2 + 3,9 \cdot M_{c^*}) \cdot V^3 + (-2,67 \cdot M_{c^*}^3 + 9,5 \cdot M_{c^*}^2 - 3,08 \cdot M_{c^*} + 1) \cdot V^2 + (-2,35 \cdot M_{c^*}^3 + 1,55 \cdot M_{c^*}^2 - 0,81 \cdot M_{c^*} + 0,85) \cdot V, \quad (75)$$

де M_{c^*} - коефіцієнт завантаження, в.о.;

V - відхилення напруги, в.о.

Реактивна потужність АД визначається за виразом:

$$Q_d = Q_0 + Q_p, \quad (76)$$

де Q_0 - реактивна потужність намагнічування, В·Ар;

Q_p - реактивна потужність розсіювання, В·Ар.

Реактивна потужність намагнічування залежно від напруги мережі U (В) визначається за виразом

$$Q_0 = \left(\frac{U}{U_H} \right)^2 \cdot Q_{0H}, \quad (77)$$

де Q_{0H} - номінальна реактивна потужність намагнічування, В·Ар;

U_H - номінальна напруга, В.

Реактивна потужність розсіювання визначається за спрощеним виразом

$$Q_p = \frac{P_H \cdot M_c^{*2}}{2 \cdot M_{k*} \cdot \left(\frac{U}{U_H}\right)^2}, \quad (78)$$

де P_H - номінальна активна потужність АД, Вт;

M_{k*} - кратність максимального моменту АД, в.о.

Для визначення впливу відхилень напруги в електропостачальній системі на термін служби АД, використовується спрощений вираз

$$T_d = \frac{T_H}{R_m}, \quad (79)$$

де T_H - термін служби ізоляції АД за номінального режиму, рік;

R_m - коефіцієнт, що визначається за виразом

$$R_m = \begin{cases} (47 \cdot V^2 - 7,55 \cdot V + 1) \cdot M_c^{*2} & \text{при } -0,2 \leq V < 0; \\ M_c^{*2} & \text{при } 0,2 \geq V \geq 0. \end{cases} \quad (80)$$

Залежність швидкості обертання вала ротора АД від напруги живлення описується виразом, який справедливий при

$\frac{M_{кн}}{M_H} > 1,6$ і номінальній частоті струму

$$w = w_0 \cdot \left(1 - \frac{S_k \cdot M_c}{2 \cdot M_{\text{кн}} \cdot K_U^2} \right), \quad (81)$$

де S_k - критичне ковзання;

M_c - момент опору на валу АД, Н·м;

$M_{\text{кн}}$ - максимальний момент АД при номінальному режимі, Н·м;

$K_U = \frac{U}{U_n}$ - відношення напруги на затискачах АД U (В)

до номінальної напруги U_n (В).

7.4.4 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи електротермічних установок

Залежність потужності, що споживається із мережі електротермічними установками (ЕТУ) з нагріванням опором, від напруги визначається за виразом

$$P_{\text{ЕТУ}} = \frac{U^2}{R}, \quad (82)$$

де R - активний опір провідника, Ом.

Для ЕТУ безперервної дії усталене значення температури матеріалу нагрівача залежно від напруги мережі визначається за виразом

$$\theta_n = \frac{U^2}{R \cdot k_T \cdot S_n} + \theta_{1n}, \quad (83)$$

де S_n - площа зовнішньої поверхні джерела тепла, м²;

k_T - коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·°C);

$\theta_{1н}$ - початкова температура матеріалу нагрівача, °C.

Для ЕТУ періодичної дії кінцева температура нагрівання матеріалу (середовища), що нагрівається, при сталому режимі визначається за виразом

$$\theta = \frac{U^2 \cdot \eta_e \cdot \eta_T}{R \cdot V_T \cdot \rho \cdot c} + \theta_1, \quad (84)$$

де η_T - тепловий ККД ЕТУ;

η_e - електричний ККД;

V_T - об'ємна подача матеріалу, що нагрівається, до установки, м³/с;

ρ - щільність матеріалу, кг/м³;

c - питома теплоємність матеріалу, Дж/(кг·°C);

θ_1 - початкова температура, °C.

7.4.5 Вплив відхилень напруги на основні показники роботи освітлювальних установок

Режим освітлювальних ламп достатньо повно характеризують такі показники: потужність, що споживається із мережі P (Вт), світловий потік Φ (Лк) і термін служби T (год).

Найбільша залежність цих показників від усталеного відхилення напруги у ламп розжарення (ЛР).

При відхиленнях напруги в межах $\pm 10\%$ від номінального на затискачах електроприймачів з лампами розжарення (ЛР) U (В) показники роботи ЛР описуються такими виразами:

$$P_* = \frac{P}{P_H} = \left(\frac{U}{U_H} \right)^{1,6}, \quad (85)$$

$$\Phi_* = \frac{\Phi}{\Phi_H} = \left(\frac{U}{U_H} \right)^{3,6}, \quad (86)$$

$$T_* = \frac{T}{T_H} = \left(\frac{U}{U_H} \right)^{-(11,2+14,8)}. \quad (87)$$

При зміні напруги мережі в межах $\pm 15\%$ від номінальної зміна параметрів газорозрядних ламп визначається за виразом

$$\frac{\Delta X}{X_H} = \frac{n_x \cdot \Delta U}{U_H}, \quad (88)$$

де X - відповідний параметр лампи при номінальній напрузі;
 ΔX - його зміна;
 n_x - коефіцієнт для відповідного параметру.

Для люмінесцентних ламп зі схемою з дроселем коефіцієнти n_x мають такі узагальнені значення: $n_P \approx 2,0$; $n_\Phi \approx 1,5$. Для ламп типу ДРЛ, ртутно-кварцевих ламп високого тиску: $n_P \approx 2,0$; $n_\Phi \approx 2,5$.

У ламп ДРТ еритемної дії залежність еритемного потоку від напруги мережі визначається за виразом

$$\Phi_{eU} = \Phi_{не} \cdot \left(4 \cdot \frac{U}{U_H} - 3 \right), \quad (89)$$

де $\Phi_{не}$ - еритемний потік при номінальній напрузі, мер.

Вплив напруги на бактерицидний потік, наприклад, лампи ДБ-3, визначається за виразами

при $U_n \leq U \leq 1,15 \cdot U_n$

$$\frac{\Phi_{6U}}{\Phi_{нб}} = 0,73 \cdot \frac{U}{U_n} - 0,27, \quad (90)$$

при $0,8 \cdot U_n \leq U < \cdot U_n$

$$\frac{\Phi_{6U}}{\Phi_{нб}} = 1,35 \cdot \frac{U}{U_n} - 0,35. \quad (94)$$

Для визначення відносного терміну служби газорозрядних ламп низького тиску використовується вираз

$$T^* = 1,0343 \cdot e^{-13,5 \cdot (V+0,05)^2}, \quad (91)$$

для газорозрядних ламп високого тиску -

$$T^* = 1,0674 \cdot e^{-26,1 \cdot (V+0,05)^2}, \quad (92)$$

7.4.6 Вплив відхилень напруги на ефективність технологічних процесів сільськогосподарського виробництва

Зміна кутової швидкості обертання вала ротора (див. вираз (81)) має наслідок - зміну продуктивності робочих машин. Наприклад, вентилятори, які працюють цілодобово в сільськогосподарському приміщенні, при зміні кутової швидкості обертання вала ротора змінюють продуктивність, що впливає на температуру навколишнього середовища і, в результаті, на продуктивність тварин, на приріст ваги тварин, на якість готової продукції. Температура повітря в приміщенні в залежності від продуктивності вентилятора визначається за виразом

$$\theta = \frac{Q_{\text{ж}} + L \cdot C_{\text{V}} \cdot \theta_3}{L \cdot C_{\text{V}} + Q_{\text{ж}} \cdot \alpha_{\theta}}, \quad (93)$$

де $Q_{\text{ж}}$ - кількість тепловиділення тваринами або птицею, кДж/год;

L - продуктивність вентилятора, м³/год;

C_{V} - об'ємна теплоємність повітря, кДж/(м³·°C);

θ_3 - температура повітря зовні, °C;

α_{θ} - температурний коефіцієнт розширення повітря, °C.

Приклади впливу температури повітря на ефективність технологічних процесів відгодівлі сільськогосподарських тварин та птиці наведені у виразах (94)-(97).

У свиней масою 55 кг для чотирьох різних рівнів годування A (40, 80, 120 і 160 г/(кг^{0,75}·доб.)) добовий приріст ваги Δm (г/(кг^{0,75}·доб.)) залежно від температури повітря θ (K) визначається за виразом

$$\Delta m = 26,6(\pm 0,32) + 1,48(\pm 0,17) \cdot \theta - 0,015(\pm 0,005) \cdot \theta^2 + 0,45(\pm 0,01) - 0,0002(\pm 0,00003) \cdot A \cdot \theta^2, \quad (94)$$

де в дужках вказана дисперсія коефіцієнтів.

Залежність ваги бройлерних курчат m (кг) від навколишньої температури повітря θ (K) визначається за виразами

а) для курочок:

$$m = 0,041 \cdot \theta - 1,373 - 0,0016 (\theta - 21,75)^2 + 0,047 \cdot b - 0,0013 \theta \cdot b, \quad (95)$$

б) для півнів:

$$m = 0,041 \cdot \theta - 1,499 - 0,0016 (\theta - 21,75)^2 + 0,085 \cdot b - 0,0013 \theta \cdot b, \quad (96)$$

де b - вік птиці, доб.

Ефективність використання інфрачервоного випромінювання в значній мірі залежить від режиму. Потрібна для даного виду і віку тварин або птиці температура, що ними відчувається за інфрачервоного опромінення, $\theta_{\text{ІЧ}}$ (°C) визначається за виразом

$$\theta_{\text{ІЧ}} = \theta + k_2 \cdot E_{\text{ІЧ}}, \quad (97)$$

де k_2 - коефіцієнт, що враховує відчутність тепла твариною або птицею при інфрачервоному опроміненні. Орієнтовні інтегральні коефіцієнти поглинання інфрачервоного випромінювання, що визначаються з урахуванням спектральної чутливості хутра тварин і пір'я птиці, наводяться в нормативних документах;

$E_{\text{ІЧ}}$ - опроміненість, Вт·м².

Залежність інфрачервоної опроміненості від напруги мережі в будь-якій точці зони обігріву при постійній висоті інфрачервоного опромінювача h (м) визначається:

- для ламп інфрачервоного випромінювання за виразом

$$E_{\text{ІЧ}} = \beta \cdot e^{-\gamma \cdot h \cdot (-v)^2} \cdot \left(\alpha_{\delta} \cdot \frac{U}{U_{\text{н}}} + 1 \right), \quad (98)$$

- для ТЕНів за виразом

$$E_{\text{ІЧ}} = \beta \cdot e^{(-v)^2} \cdot h^{-\gamma} \cdot \left(\alpha_{\delta} \cdot \frac{U}{U_{\text{н}}} + L \right), \quad (99)$$

де $\alpha_{\delta}, \beta, \gamma, v$ - емпіричні коефіцієнти, що залежать від типу джерела інфрачервоного випромінювання;

L - відстань по горизонталі до об'єкту опромінення, м.

7.4.7 Контроль та обробка результатів контролю якості електричної енергії

В умовах ринкової економіки, коли електрична енергія – товар, питання контролю якості товару, який закуповується (на будь-якому рівні електропостачальної системи), стає дуже актуальним. Вимоги до організації контролю та обробки результатів контролю якості електричної енергії висуваються в нормативних документах, зокрема в РД 34.15.501-88 „Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”, Правилах користування електричною енергією, Привалах приєднання електроустановок до електричних мереж.

Метою контролю якості електричної енергії є:

- перевірка відповідності реальних значень показників якості електричної енергії в точці контролю встановленим стандартом значенням;
- виявлення причин і винуватця погіршення якості електричної енергії;
- визначення розміру скидок і надбавок до тарифу за якість електричної енергії;
- розробка заходів щодо нормалізації якості електричної енергії.

Контроль якості електричної енергії може бути безперервним (контроль, за якого надходження інформації про контрольовані показники від засобів вимірювання та їх оцінка відбуваються безперервно), систематичним (в заздалегідь установлені проміжки часу чи періодично з проміжками часу, які визначаються організацією контролю), епізодичним (за потреби).

Пункт контролю якості електричної енергії – точка електропостачальної системи, до якої приєднано засоби вимірювання для контролю показників якості електричної енергії.

Як пункти контролю якості електроенергії, що закуповується, вибирають точку комерційного контролю, якщо вона розташовується в мережі споживача, або межу розподілу балансової належності чи інший пункт, найближчий до межі розподілу, в якому може бути здійснений контроль якості електроенергії.

Як пункти контролю усталеного відхилення напруги вибирають виводи характерних електроприймачів: найближчого і найвіддаленішого до межі розподілу, а також виводи електроприймачів, характер навантаження яких різко відрізняється від графіків навантажень центру живлення в інтервалах часу найбільших і найменших навантажень, повідомлених споживачеві енергопостачальною організацією.

Як пункти контролю показників несинусоїдності і коефіцієнту зворотної послідовності напруги або струму вибирають точки спільного приєднання, до яких приєднані нелінійні і несиметричні електроприймачі.

Як пункт контролю коефіцієнту нульової послідовності напруги або струму вибирають шини 0,4 кВ трансформаторів 6-35/0,4 кВ, що живлять одночасно трифазне та однофазне навантаження.

Інтервал між черговими вимірюваннями показників якості електричної енергії при систематичному контролі встановлюється енергопостачальною організацією. Вимірювання здійснюють:

- для усталеного відхилення напруги – не рідше двох разів на рік залежно від сезонного вимірювання навантажень в розподільній мережі центру живлення, а за наявності автоматичного зустрічного регулювання напруги – не рідше одного разу на рік. За незначної динаміки максимального навантаження центру живлення (не більше 10% на рік) і за відсутності суттєвих змін в електричній схемі мережі та її елементах в процесі експлуатації допускається збільшувати інтервал часу між двома контрольними перевірками усталеного відхилення напруги, але здійснювати перевірки не рідше одного разу на два роки;
- для інших показників якості електричної енергії за винятком відхилення частоти і тривалості провалу напруги – не рідше одного разу на два роки за відсутності змін електричних схем мережі та її елементів в процесі експлуатації і за незначних змін навантаження споживача, що погіршує якість електроенергії.

Систематичний контроль відхилення частоти за відсутності організованого в електропостачальній організації безперервного контролю цього показника якості електричної енергії нормативними документами рекомендується проводити не рідше двох разів на рік в режимах найбільших та найменших річних навантажень. Інтервал між контрольними перевірками допускається збільшувати, але не більше ніж до двох років.

Систематичний контроль усталеного відхилення напруги рекомендується проводити одночасно в усіх вибраних в електричній мережі пунктах контролю.

Нормативні документи рекомендують, щоб загальна тривалість контролю складала безперервно 7 діб (допустима мінімальна тривалість контролю – 24 години).

Контроль якості електричної енергії здійснюється за допомогою спеціальних приладів, вимоги до метрологічних характеристик яких наведені у додатку Д. Серед *спеціальних приладів* найбільше застосування знайшли:

- вимірювально-обчислювальний комплекс „Качество” (визначає рівні вищих гармонік; дійсні значення фазних та лінійних напруг; коефіцієнти, що характеризують несиметрію напруг тощо);
- 43401 (визначає ймовірність попадання сигналу до заданих меж, середнє значення, середньоквадратичне відхилення та ймовірність одночасного попадання сигналу по двох каналах в задані інтервали часу);
- 43203 (вимірювання відхилень напруги основної частоти 50 Гц у фазах однофазних та трифазних мереж у відсотках від номінальної напруги та сили змінного струму);
- 43204 (вимірювання коефіцієнтів, що характеризують несинусоїдність напруги у трифазній мережі тощо);
- 43250 (вимірювання коефіцієнтів, що характеризують несинусоїдність напруги у однофазній мережі тощо).

До придбання спеціальних приладів допускається тимчасове використання таких *приладів загального призначення*:

- вольтметрів класу точності 0,1; 0,2; 0,5 та менш точних типу Д-5015, Е-59, 3515 тощо; самозаписуючих вольтметрів Н-390;

- аналізаторів гармонік С4-34; С4-48; СК-26;
- осцилографічну апаратуру, Н105; Н115.

Електропостачальна організація та споживач повинні підтримувати на межі балансової належності електромереж значення показників якості електричної енергії відповідно договору на користування електричною енергією. У разі отримання електропостачальною організацією від споживача повідомлення про відхилення показників якості електричної енергії від договірних значень сторони у дводенний термін мають організувати спільні вимірювання, провести їх аналіз та оформити двосторонній акт про постачання неякісної електричної енергії. У випадку невідповідності показників якості електричної енергії показникам, передбаченим у договорі, внаслідок дій (бездіяльності) постачальника електричної енергії, споживач має право на відшкодування за розрахунковий період, в якому проводилися заміри. Якщо показники якості електричної енергії погіршилися за вини споживача, то електропостачальна організація має право накладати на нього штрафні санкції.

Найбільш ймовірним винуватцем в погіршенні якості електричної енергії за показниками якості: усталене відхилення напруги, відхилення частоти, тривалість провалу напруги, імпульсна перенапруга, коефіцієнт тимчасової перенапруги є *електропостачальна організація*. У разі вини електропостачальної організації в погіршенні якості електричної енергії за цими показниками, вона несе за це *відповідальність* згідно з чинними нормативними документами. *Споживач* з нелінійним навантаженням є найбільш ймовірним винуватцем в погіршенні якості електричної енергії в електропостачальній системі за показниками якості електричної енергії, що характеризують несинусоїдність напруги і струму; з несиметричним навантаженням – за показниками якості електричної енергії, що характеризують несиметрію напруг і струмів; зі змінним навантаженням - за показниками якості електричної енергії, що характеризують коливання напруги.

Контроль за якістю електричної енергії виконує електропостачальна організація. Контроль за виконанням вимог стандарту щодо якості електричної енергії електропостачальною орга-

нізацією та споживачем виконують органи нагляду та спеціальні лабораторії контролю, що мають на це право.

При систематичному контролі якості електричної енергії сума сплати за спожиту електричну енергію з врахуванням її якості визначається за виразом

$$V_{\text{яЕ}} = K \cdot b \cdot P \cdot t \cdot G + b \cdot P \cdot t \cdot (1 - G), \quad (100)$$

де K – коефіцієнт, що враховує розмір компенсації або штрафних санкцій в тарифі на спожиту активну електроенергію, в.о.: $K=1$ – при показниках якості електричної енергії, що відповідають вимогам стандарту; $K=0,75$ – за невідповідності показників якості електричної енергії вимогам стандарту за вини електропостачальника; $K>1$ – може застосовуватися за невідповідності показників якості електричної енергії вимогам стандарту за вини споживача (у разі перевищення споживачем допустимого за умовами договору впливу на показники якості електричної енергії);

b – тариф на електричну енергію, грн.;

P – спожита активна потужність за розрахунковий час t , кВт;

G – у випадку застосування штрафних санкцій за невідповідності показників якості електричної енергії вимогам стандарту за вини споживача – ймовірність перевищення споживачем допустимого впливу на показники якості електричної енергії за розрахунковий час t ; у випадку компенсацій за невідповідності показників якості електричної енергії вимогам стандарту за вини енергопостачальника - ймовірність невідповідності показників якості електричної енергії вимогам стандарту за розрахунковий час t , в.о.:

$$G = \frac{N_k}{N}, \quad (101)$$

де N_k – кількість вимірювань, за яких показники якості електричної енергії не відповідали вимогам стандарту та умовам договору;

N – загальна кількість вимірювань показників якості електричної енергії.

Методика обробки результатів систематичного контролю якості електричної енергії, що базується на визначенні ймовірності невідповідності якості електричної енергії вимогам стандарту протягом періоду контролю, наведена у додатку Д.

Якщо споживача електричної енергії не влаштовує 25% компенсація за користування неякісною електричною енергією (саме така компенсація передбачена чинним законодавством), то він, визначивши економічні збитки від погіршення якості електричної енергії, має право звернутися до електропостачальної організації для їх відшкодування, а у разі спірних питань, до суду.

Економічні збитки від погіршення якості електричної енергії – виражені у вартісному вигляді збитки від зниження продуктивності чи пошкодження електротехнічних виробів та електрообладнання, а також інші витрати, які виникають у зв'язку з погіршенням якості електричної енергії.

Економічні збитки технологічних процесів сільськогосподарського виробництва від погіршення якості електричної енергії визначаються, використовуючи аналітичні залежності впливу відхилень від норм показників якості електричної енергії на показники роботи конкретних видів електротехнічного обладнання та продуктивність технологічних процесів.

З появою автоматизованих систем контролю та обліку електричної енергії з'явилася можливість моніторингу якості електричної енергії в умовах реального часу. В цьому випадку за умов безперервного контролю якості електричної енергії для визначення розмірів сплати за спожиту електричну енергію з врахуванням її якості необхідно обробити масив даних щодо кількості спожитої електричної енергії, показників її якості за розрахунковий період та визначити сумарну тривалість часу, протягом якого параметри якості електричної енергії знаходилися поза межами показників, визначених державним стандартом.

7.4.8 Методи та засоби забезпечення якості електричної енергії

Якість електричної енергії за показником *усталене відхилення напруги* забезпечується внаслідок:

- регулювання напруги шляхом зміни опору електричної мережі (повздовжня компенсація індуктивного опору повітряних ліній електропередавання та шинопроводів електропостачальної системи дозволяє суттєво знизити втрати напруги у лініях, що досягається шляхом послідовного приєднання до лінії батареї конденсаторів);
- регулювання напруги компенсацією реактивної потужності споживачів приєднанням паралельно навантаженню батареї конденсаторів - джерела реактивної потужності (поперечна компенсація);
- регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів:
 - з перемиканням без збудження (трансформатори мають, як правило, крім основного відгалуження чотири додаткових: +5%, +2,5%, -2,5%, -5% номінальної напруги; перемикання здійснюються два рази на рік у відключеному стані трансформатора);
 - з регулюванням під навантаженням (діапазон зміни коефіцієнта трансформації складає від $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$ номінальної напруги зі ступенями регулювання від 1,25% до 2,5%; перемикання здійснюється автоматично без відмикання трансформатора);
- регулювання напруги за модулем та фазою (шляхом застосування вольтододавальних трансформаторів).

Зниження *коливання напруги* досягається такими основними заходами:

- відокремлення різкозмінних навантажень від навантажень без різких змін (використання подвоєного реактора, до різних секцій якого приєднують різкозмінне навантаження та навантаження без різких змін; використання трансформаторів з розщепленою обмоткою, до різних відгалужень якого приєднують різкозмінне навантаження та навантаження без різких змін);

- застосування швидкодіючих статичних компенсаторів реактивної потужності (компенсація коливань напруги відбувається внаслідок компенсації накидів реактивної потужності).

Зниження *несинусоїдності напруги* забезпечується шляхом:

- раціональної побудови електропостачальної системи, за якої показники, що характеризують несинусоїдність напруги будуть в допустимих межах (наприклад, приєднання нелінійного навантаження на окрему секцію шин, сполучену з однією з обмоток багатообмоткового трансформатора або реактора);
- застосуванням спеціальних схем комутації нелінійного навантаження;
- застосуванням пристроїв коригування (наприклад, фільтро-компенсуючих пристроїв, які є апаратами багатоцільового призначення і застосовуються для компенсації реактивної потужності та зниження рівня вищих гармонік).

Несиметрію напруг, зумовлену несиметричним навантаженням, можна обмежити шляхом:

- схемних рішень (відомо, що у разі співвідношення потужностей короткого замикання у вузлі мережі S_k та однофазного навантаження $S_{одн}$ $S_k \geq 50 \cdot S_{одн}$, показники, які характеризують несиметрію напруг, не перевищують допустимих значень. Тому доцільно приєднувати електроспоживачів, що викликають несиметрію, наприклад, потужних однофазних електроприймачів, саме до цих вузлів);
- застосування спеціальних симетруючих пристроїв (симетрування зводиться до компенсації еквівалентного струму зворотної та нульової послідовності несиметричного навантаження та, відповідно, зумовленої ними напруги зворотної та нульової послідовності).

Приклади схем, що ілюструють застосування зазначених рішень щодо забезпечення якості електричної енергії наведені у додатку Д.

Питання для самоконтролю

1. Що означає термін „надійність роботи енергосистеми”?
2. Скільки у відповідності до вимог ПУЕ існує категорій електроприймачів за надійністю електропостачання?
3. Які сільськогосподарські споживачі віднесені до I категорії за надійністю електропостачання?
4. В якому розмірі Правилами користування електричною енергією передбачена компенсація споживачеві, якщо перерва в електропостачанні відбувалася за вини електропостачальної організації?
5. Які ви знаєте основні способи забезпечення надійності енергетичного обладнання?
6. Які види резервування ви знаєте?
7. За яким виразом визначається кратність резервування в мережах електропостачання?
8. Як визначається кратність резерву об'єкта?
9. Які ви знаєте технічні рішення забезпечення надійності електропостачальної системи?
10. Який зміст аналізу об'єкта на надійність на стадіях його експлуатації?
11. Який вираз за експоненційним розподілом випадкових величин використовують для визначення середнього наробітку до відмови i-го елемента системи?
12. Що означає термін „якість електричної енергії”?
13. Які показники і норми якості електричної енергії ви знаєте?
14. Як впливає неякісна електрична енергія на основні показники роботи електрообладнання та на ефективність технологічних процесів сільськогосподарського виробництва?
15. Яка мета контролю якості електричної енергії?
16. Які прилади використовують для контролю якості електричної енергії?
17. Яка компенсація передбачена нормативними документами споживачеві неякісної електричної енергії?
18. Які ви знаєте методи та засоби забезпечення якості електричної енергії?

РОЗДІЛ 8

КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

Технічний стан об'єкта - стан, який характеризується в певний момент часу, за певних умов зовнішнього середовища значеннями параметрів, установлених технічною документацією на об'єкт.

Внаслідок впливу зовнішніх та внутрішніх факторів технічний стан об'єктів з часом зазнає змін. Однією зі складових сукупності засобів технічної експлуатації, що дозволяють забезпечувати та утримувати надійність енергетичного обладнання на необхідному рівні є контроль технічного стану енергетичного обладнання.

Контроль технічного стану – перевірка відповідності значень параметрів об'єкта вимогам технічної документації та визначення на цій основі одного із заданих видів технічного стану в даний момент часу.

Маючи достовірну поточну інформацію щодо технічного стану об'єкта, можна досягти якомога вищої ефективності його використання, наближеної до оптимуму. Водночас знаючи характер та момент настання змін всередині об'єкту, можна запобігти виходу його з ладу шляхом ремонту. Обидва вказані фактори разом суттєво підвищують впевненість виробничого персоналу у правильності своїх дій і рішень.

8.1 Основні поняття технічної діагностики

Технічна діагностика як наука займається встановленням та вивченням ознак, що характеризують стан технічних об'єктів

* Використані джерела [3,11,13,28,30,31,37-39,42-44,60,64,65,73,74, 82,83,86]

(систем), з метою передбачення можливих відхилень їхніх параметрів (зокрема за межі допуску із виникненням відмов). Поряд з цим технічна діагностика – це розробка методів та засобів експериментального визначення стану технічних об'єктів (систем) з метою своєчасного запобігання виникненню порушень нормального режиму роботи.

Орієнтація на вивчення методів, що визначають реальний стан технічних об'єктів (систем), принципово відрізняє технічну діагностику від теорії надійності, яка займається вивченням та використанням у розрахунках імовірнісних і статистичних показників надійності, що характеризують технічні об'єкти. Проте дані і математичний апарат теорії ймовірностей досить часто знаходять використання під час технічного діагностування.

Технічне діагностування – визначення технічного стану об'єкта з означеною (заданою) точністю.

Метою технічного діагностування є підтримка встановленого рівня надійності, забезпечення вимог безпеки та ефективності використання виробів.

Види технічного діагностування:

- робоче (під час якого здійснюють робочі дії);
- тестове (під час якого на об'єкт подаються тестові впливи);
- експрес-діагностування (за обмеженою кількістю параметрів протягом заздалегідь установленого часу);
- оперативне (за якого надходження інформації про технічний стан об'єкта відбувається із заздалегідь заданою стратегією в процесі функціонування об'єкта);
- безперервне (за якого надходження інформації про технічний стан об'єкта відбувається безперервно);
- періодичне (за якого надходження інформації про технічний стан об'єкта відбувається через встановлені інтервали часу);
- контроль функціонування (контроль виконання об'єктом частини чи всіх властивих йому функцій);

- вимірвальний контроль (який установлює факт перебування дійсного значення параметра відносно його гранично допустимих значень шляхом вимірювання значення параметра);
- самодіагностування (діагностування об'єкта за допомогою вмонтованих засобів діагностування чи спеціальних програм).

Система технічного діагностування – сукупність засобів, об'єкта та виконавців, необхідна для проведення діагностування (контролю) за правилами, встановленими технічною документацією.

Діагностичне забезпечення – комплекс взаємно погоджених правил, методів, алгоритмів і засобів, необхідних для здійснення діагностування на всіх етапах життєвого циклу об'єкта.

Засіб технічного діагностування – апаратура та програми, за допомогою яких здійснюється діагностування.

Види засобів технічного діагностування:

- автоматичний (що функціонує без участі оператора);
- автоматизований (що функціонує з частковою участю оператора);
- вмонтований (який є складовою частиною об'єкта);
- зовнішній (який не є складовою частиною об'єкта);
- спеціалізований (призначений для діагностування одного об'єкта чи групи однотипних об'єктів);
- універсальний (призначений для діагностування об'єктів різних типів);
- уніфікована апаратура (апаратура, яка входить до складу ряду спеціалізованих і (або) універсальних засобів).

Пристосованість об'єкта до діагностування - властивість об'єкта, яка характеризує його придатність до діагностування.

Контрольований сигнал – сигнал, який надходить до засобу діагностування (контролю) і несе інформацію про технічний стан об'єкта.

Стимульований сигнал – сигнал, який подається на вхід об'єкта, щоб отримати інформацію про його технічний стан.

Діагностований (контрольований) параметр - параметр об'єкта, використовуваний для його діагностування.

Допуск параметра – різниця між верхнім та нижнім гранично допустимими значеннями параметра.

Контрольний приклад – сукупність вхідних сигналів, які необхідно подати на вхід об'єкта, і сукупність вихідних даних, які повинні бути сформовані об'єктом.

Контрольна точка – місце розташування первинного джерела інформації про діагностований (контрольований) параметр.

Технічне діагностування характеризується такими основними *показниками*, як тривалість, повнота, достовірність технічного діагностування; глибина пошуку місця відмови; ймовірність невиявленої відмови (несправності) та ймовірність хибної відмови (несправності) під час діагностування; ризик замовника та ризик виробника під час діагностування.

Тривалість технічного діагностування – інтервал часу, необхідний для проведення діагностування.

Повнота технічного діагностування – характеристика, яка визначає можливість виявлення відмови (несправності) в об'єкті за умови вибраного методу його діагностування.

Достовірність технічного діагностування – ступінь об'єктивності відповідності діагнозу (результату контролю) дійсному технічному стану об'єкта.

Глибина пошуку місця відмови (несправності) – характеристика, задана за значенням складової частини об'єкта, з точністю до якої визначається місце відмови (несправності).

Ймовірність невиявленої відмови (несправності) під час діагностування – умовна ймовірність того, що несправний (непрацездатний) об'єкт у результаті діагностування визначається справним (працездатним).

Ймовірність хибної відмови (несправності) під час діагностування – умовна ймовірність того, що справний (працездатний) об'єкт у результаті діагностування визначається несправним (непрацездатним).

Ризик замовника під час діагностування – безумовна ймовірність того, що несправний (непрацездатний) об'єкт у результаті діагностування визначається справним (працездатним).

Ризик виробника під час діагностування – безумовна ймовірність того, що справний (працездатний) об'єкт у результаті діагностування визначається несправним (непрацездатним).

8.2 Технології технічного діагностування енергетичного обладнання

Під час технічного діагностування енергетичного обладнання в основному вирішуються *три завдання*:

- визначення, чи працездатне енергетичне обладнання, чи ні;
- пошук причини відмови енергетичного обладнання;
- встановлення його залишкового ресурсу (прогнозування його технічного стану).

Відповідно до цього розробляють *технології діагностування*, які повинні забезпечувати рішення поставлених задач з мінімальними економічними витратами при заданому рівні показників технічного діагностування.

Технологія діагностування розробляється у вигляді *технологічних карт*, де наведено:

- назву і зміст операцій;
- порядок проведення операцій;
- технічні вимоги до проведення операцій;
- засоби технічного діагностування;
- номінальні, граничні і допустимі значення контрольованих параметрів.

8.2.1 Вибір діагностичного забезпечення та контрольованих параметрів

Вибір діагностичного забезпечення здійснюється на основі статистичних даних про режими роботи, умов навколишнього середовища, на основі функціональних залежностей величин контрольованих параметрів від наробітку енергетичного обладнання, від умов навколишнього середовища тощо - тобто на основі даних теоретичних та експериментальних досліджень.

До діагностичного забезпечення відносяться:

- номенклатура діагностованих параметрів та їхніх характеристик (номінальні допустимі значення, точки контролю тощо);
- засоби технічного діагностування;
- методи діагностування.

Номенклатура діагностованих параметрів повинна задовольняти вимогам повноти, інформативності і доступності вимірювання за мінімальних затрат часу та вартості.

Засоби технічного діагностування повинні бути здатними забезпечити визначення (вимірювання) та контроль діагностичних параметрів в експлуатаційних режимах виробу. Оптимальний вибір засобів технічного діагностування має забезпечувати належний рівень показників технічного діагностування при мінімальній вартості контролю.

Основні вимоги до методів технічного діагностування:

- повинні бути простими і не вимагати для своєї реалізації застосування або розробки складних, дорогих засобів технічного діагностування;
- повинні забезпечувати необхідну достовірність результатів технічного діагностування;
- порівняно з іншими методами мають забезпечувати меншу тривалість та більшу повноту технічного діагностування;
- під час технічного діагностування не вимагати режимів роботи енергетичного обладнання, які важко здійснити на практиці.

Методи діагностування мають відповідати поставленим завданням і поєднувати:

- діагностичну модель виробу;
- алгоритм діагностування та програмне забезпечення;
- правила вимірювання діагностованих параметрів;
- правила визначення структурних параметрів і зокрема робочих характеристик;
- правила аналізу та обробки діагностичної інформації і прийняття рішень.

Формалізований опис об'єкта, потрібний для вирішення завдань технічного діагностування, і який може бути поданий в аналітичній, табличній або інших формах, є *діагностичною моделлю*.

Сукупність приписів, що визначають послідовність дій в процесі діагностування, визначають *алгоритм технічного діагностування*.

Правила технічного діагностування мають чітко визначати:

- послідовність виконання операцій діагностування;
- технічні вимоги щодо виконання операцій діагностування;
- вказівки щодо використання засобів діагностування та вимоги щодо їх метрологічних характеристик;
- вказівки щодо режиму роботи виробу під час діагностування;
- вказівки щодо реєстрації та обробки результатів діагностування і видачі висновку (діагнозу);
- вимоги безпеки під час проведення діагностування.

Важливою і порівняно складною задачею є визначення оптимального набору контрольованих параметрів, що використовується під час технічного діагностування і характеризує технічний стан об'єкта. Параметри, величини яких доцільно перевіряти під час діагностування енергетичного обладнання, характеризуються номінальними значеннями і допусками, залежностями номінальних значень від зовнішнього середовища, закономірностями зміни залежно від часу експлуатації або наробітку, необхідною точністю вимірів тощо.

Класифікація контрольованих параметрів, які характеризують технічний стан вузлів та деталей енергетичного обладнання:

- параметри, що виражаються електричними величинами, і значення яких можна виміряти безпосередньо (напруга і сила змінного або постійного струму, частота, тривалість і амплітуда імпульсів, індуктивність, ємність, опір тощо);
- параметри, що виражаються електричними величинами, і які вимагають для свого вимірювання додаткового перетворення (великі або малі струми і напруги, модуляція тощо);
- параметри, що вимірюються непрямым шляхом;
- параметри, що виражаються неелектричними величинами, і які вимагають для свого вимірювання первинного перетворювача (температура тощо);
- параметри, перевірка яких здійснюється візуально (наявність слідів перегріву або кіптяви на контактних поверхнях, наявність раковин на поверхні колектора тощо).

Основні вимоги під час вибору контрольованих параметрів:

- однозначність (кожному значенню параметра вузла або деталей енергетичного обладнання, що перевіряється, має відповідати тільки одне значення контрольованого параметра);
- доступність і зручність перевірок (контрольований параметр має відносно легко перевірятися по можливості простими засобами);
- достатньо широка область вимірювань (контрольований параметр повинен мати якомога більший діапазон вимірювань за зміни контрольованого параметра вузла або деталі в процесі роботи енергетичного обладнання, що дозволяє підвищити точність вимірювань і достовірність технічного діагностування).

При розробці технології діагностування враховується її цільове призначення. За технічного діагностування під час технічного обслуговування енергетичного обладнання визначається

його працездатність і правильність функціонування. Серед контрольованих параметрів обирають параметри, що характеризують загальний технічний стан декількох або окремого елемента контрольованого енергетичного обладнання (узагальнені контрольовані параметри). Якщо результати перевірок цих параметрів свідчать про задовільний стан елементів або вузлів, подальше поглиблене діагностування енергетичного обладнання не проводиться, якщо ні, то додатково виконують перевірку визначеної кількості контрольованих параметрів для уточнення діагнозу, пошуку дефектів та пошкоджень.

Основною задачею, яка ставиться для планового технічного діагностування енергетичного обладнання, крім перевірки його працездатності, є встановлення залишкового ресурсу вузлів і деталей енергетичного обладнання для визначення необхідності ремонту (у разі наближення до граничного стану вузлів та деталей енергетичного обладнання під час ремонту їх замінюють, запобігаючи відмові обладнання). Крім вимірювання обов'язкових контрольованих параметрів для визначення працездатності необхідно виміряти визначену кількість параметрів, за якими здійснюють прогнозування залишкового ресурсу.

У разі непланового ремонту енергетичного обладнання внаслідок його відмови основною задачею технічного діагностування є пошук причини відмови для відновлення енергетичного обладнання. В цьому випадку застосовуються тестове технічне діагностування та вимірювальний контроль.

8.2.2 Мінімальний діагностичний тест

Для визначення мінімальної кількості перевірок, за якими забезпечується необхідна достовірність технічного діагностування і прогнозування технічного стану енергетичного обладнання, складають мінімальний діагностичний тест (МДТ).

МДТ складають після діагностичної матриці (в таблиці 6 наведений приклад складання діагностичної матриці короткозамкнутого асинхронного електродвигуна з всипною обмоткою, де зірочкою відмічені параметри, що входять до МДТ). Для складання матриці в заголовках стовпців розташовують найменування вузлів і елементів енергетичного обладнання, які потрібно

Таблиця 6 – Діагностична матриця короткозамкнутого асинхронного електродвигуна

Контрольовані параметри	Вузли і елементи електродвигуна								
	Ізоляція обмотки відносно корпусу	Міжфазна ізоляція	Міжвіткова ізоляція	Обмотка статора	Обмотка ротора	Підшипники	Вал	Активна сталь статора	Контакти панелі затискачів
Перевірка працездатності									
Вібрація електродвигуна *			1	1	1	1	1	1	
Шум при роботі електродвигуна *			1	1	1	1	1	1	
Струми, що споживаються з мережі*			1	1	1				
Момент опору у разі обертання вручну вала *						1	1		
Сліди перегрівання контактних поверхонь *									1
Струми витікання *	1	1							
Рівень електричної міцності ізоляції	1	1	1						
Радіальне зміщення вала						1			
Биття кінця валу							1		
Визначення залишкового ресурсу									
Струми витікання *	1	1							
Рівень електричної міцності ізоляції *	1	1	1						
Струми, що споживаються з мережі*			1	1	1				1
Радіальне зміщення вала*						1			
Сліди перегрівання контактних поверхонь *									1
Опір обмоток постійному струмові				1					1

діагностувати, а в заголовках рядків – контрольовані параметри, що характеризують технічний стан даного виду енергетичного обладнання. Наявність зв'язку між контрольованим параметром і технічним станом елемента або вузла, які діагностуються, позначають цифрою 1, а відсутність зв'язку – 0 (або 0 не вказують).

Мінімальну кількість перевірок встановлюють, обираючи множину рядків матриці так, щоб кожний стовпець мав позначення 1 не менш, ніж в одному з рядків матриці. Вибір оптимальної множини рядків здійснюють за критерієм мінімальної вартості технічного діагностування або питомої вартості технічного діагностування на одиницю наробітку енергетичного обладнання. При цьому, насамперед, враховують оптимальну послідовність діагностування елементів або вузлів. МДТ встановлює мінімальну кількість перевірок, які мають обов'язково виконуватися під час технічного діагностування елемента, вузла або енергетичного обладнання загалом. Для складного енергетичного обладнання МДТ визначають окремо для вузлів, а потім для енергетичного обладнання загалом. Для порівняно нескладного енергетичного обладнання МДТ визначають відразу для енергетичного обладнання загалом.

Для встановлення послідовності технічного діагностування спочатку визначають загальні вимоги до проведення діагностування, наприклад, вихідний стан або режим роботи енергетичного обладнання. Потім складають матрицю режимів технічного діагностування, в якій в заголовках стовпців розміщують всі контрольовані параметри діагностування (відповідно до МДТ), а в заголовках рядків – режими роботи або окремі вимоги до технічного діагностування. Аналізуючи дані матриці, знаходять зв'язки між контрольованими параметрами і режимами, при яких вони вимірюються, тобто перевірки параметрів класифікуються за групами. Вимірювання під час діагностування звичайно провадять за групами параметрів при заданому вихідному стані або режимі роботи енергетичного обладнання.

Для оптимізації алгоритму діагностування на наступному етапі встановлюють послідовність виконання робіт за групами параметрів. Як правило, ця послідовність залежить від теплового стану енергетичного обладнання під час технічного діагностування. Спочатку вимірюють групу контрольованих параметрів,

вимірювання яких необхідно здійснити у відкритому і практично холодному стані енергетичного обладнання, потім – групу, що вимірюється під час пуску або прогріву енергетичного обладнання, а потім групу, що потребує номінального нагріву або номінального режиму роботи.

Як приклад, в таблиці 7 наведена матриця режимів технічного діагностування короткозамкнутого асинхронного електродвигуна з всипною обмоткою за МДТ.

За даними таблиці 7 бачимо, що частина робіт з технічного діагностування виконується, коли електродвигун відключений від електричної мережі (1 група), а частина - під час його роботи (2 група).

Для подальшого скорочення трудомісткості вимірювань контрольовані параметри в групах поділяють на підгрупи, що поєднані загальними характеристиками або які вимірюються одним приладом.

У разі визначення залишкового ресурсу скорочення трудомісткості і вартості технічного діагностування, як правило, досягається встановленням такої послідовності проведення вимірювань, яка забезпечує в першу чергу виявлення дефектів та пошкоджень, за яких необхідно здійснювати поточний або капітальний ремонт. Після перевірки контрольованого параметру, що вказав на необхідність ремонту енергетичного обладнання, подальше технічне діагностування енергетичного обладнання не виконується, так як це не має сенсу, бо під час ремонту обладнання розбирають і визначають технічний стан деталей і вузлів.

8.2.3 Основні методи пошуку дефектів та пошкоджень технічних об'єктів

Із встановленням наявності дефекту чи пошкодження технічного об'єкта проводиться його пошук - у певній послідовності виконується ряд перевірок і вимірювань. Ця послідовність називається *технологічним переходом* – безпосереднім чи непрямим. Безпосередні технологічні переходи дозволяють знайти дефекти шляхом вимірювання параметрів, визначення (знімання) характеристик. До таких переходів відносяться вимірювання, порівняння, перевірка електричних кіл. Непрямі переходи мають місце у разі пошуку дефектів без вимірювання параметрів

Таблиця 7 - Матриця режимів технічного діагностування короткозамкнутого асинхронного електродвигуна з всипною обмоткою за МДТ

Режими технічного діагностування	Параметри МДТ							
	Струми, що споживаються з мережі	Вібрація електродвигуна	Шум під час роботи електродвигуна	Момент опору під час обертання вручну вала	Сліди перегрівання контактних поверхонь	Струми витікання	Рівень електричної міцності ізоляції	Радіальне зміщення вала
Перевірка працездатності								
Електродвигун не працює				1	1			
Електродвигун працює на н.х. або під навантаженням	1	1	1					
Визначення залишкового ресурсу								
Електродвигун не працює і знаходиться практично в холодному стані				1	1	1	1	1
Електродвигун працює на н.х. або під навантаженням	1	1	1					

за ознаками, прямо не пов'язаними зі станом пристрою чи обладнання.

Відомі три основні методи пошуку дефектів – комбінаційний, послідовний та евристичний.

Комбінаційний метод відрізняється тим, що для визначення параметрів об'єкта чи окремих його складових частин технологічні переходи у процесі пошуку дефекту виконують у довільному порядку. Одержану інформацію аналізують шляхом порівняння із отриманою раніше (під час заводських, приймально-здавальних чи профілактичних випробувань). У результаті аналізу формують висновок про місце та причину дефекту.

Під час пошуку з метою одержання достатнього обсягу інформації вдаються до моделей, що замінюють реальний пристрій чи обладнання. Для простого технічного об'єкта у якості моделі можна використати перелік його дефектів, що наводяться у заводській документації за схемою "*несправність, зовнішній прояв – ймовірна причина – метод усунення*".

Досконалішою і доцільнішою для складних об'єктів є блочна модель, що передбачає розподіл об'єкта на блоки. У цьому випадку пошук дефекту здійснюється за припущенням, що об'єкт справний, коли справні його складові, і досить знайти несправний блок чи елемент, здійснюючи ряд переходів. Щоб зменшити кількість перевірок під час пошуку дефекту, застосовують дещо ускладнену модель, що враховує усі види зв'язку між блоками, і здійснюють вимірювання вхідних сигналів, які надходять від попередніх елементів. Значне відхилення сигналу, який "видає" попередній елемент, від допустимого рівня на вході наступного елемента є підставою для висновку, що попередній елемент несправний.

Послідовний метод (метод послідовного наближення) - базується на виявленні зовнішніх ознак несправностей, подальшому пошуку несправної ділянки відповідно до зовнішніх ознак, скороченні цієї ділянки шляхом виключення справних блоків (це прискорює пошук) і нарешті локалізації несправного елемента чи місця пошкодження. Виконавши кожен технологічний перехід у процесі пошуку, аналізують одержану інформацію і просуваються далі аж до виявлення дефекту.

Евристичний метод пошуку часто називають методом гіпотез, оскільки власне самому пошукові передують висунення гіпотез про причини та місцезнаходження дефекту. Метод доступний персоналові досить високої кваліфікації.

Перевіряючи свої гіпотези здійснюють ряд технологічних переходів, а потім висунувають уточнену гіпотезу про причину дефекту і продовжують пошук таким чином аж до виявлення дефектного блоку, елемента, деталі.

Проілюструвати кожен із методів пошуку дефектів можна на прикладі напівпровідникового мостового випрямляча, схема якого зображена на рисунку 14.

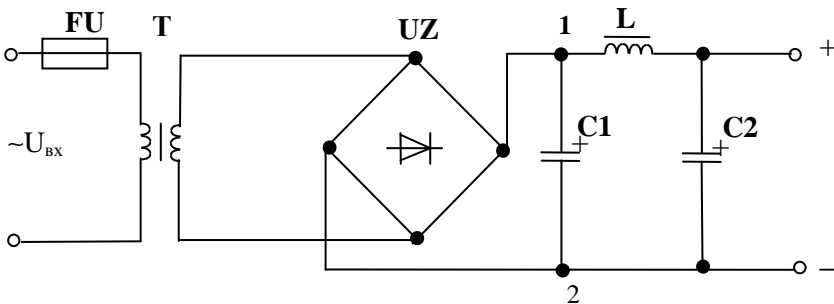


Рисунок 14 - Напівпровідниковий мостовий випрямляч змінного струму

Ознакою несправності випрямляча є відсутність, наприклад, напруги на його виході. Застосовуючи комбінаційний метод слід розділити випрямляч на складові (елементи): запобіжник FU, трансформатор Т, мостовий випрямляч UZ, конденсатори C1, C2 та дросель L. Послідовність технологічних переходів можна прийняти довільною – наприклад, починаючи із запобіжника FU. Результати перевірок вказаних елементів дозволяють виявити дефект, що показано у таблиці 8, де знаком "+" відмічений справний елемент, знаком "-" - несправний

Таблиця 8

Елементи пристрою (позначення за схемою)	FU	T	UZ	C1	L	C2
Результати перевірки	+	+	+	+	-	+

У результаті перевірок випрямляча виявлено дефект - обрив обмотки дроселя L.

За послідовним методом пошуку дефекту випрямляч розділяють на окремі функціональні блоки: блок подачі напруги однофазного змінного струму (FU, T); випрямляч, як перетворювач напруги (UZ), фільтр (C1, L, C2). Важливо, що кожен з блоків легко перевірити (це одна із умов поділу на блоки). Пошук здійснюється шляхом послідовних вимірювань:

- напруги змінного струму на вході схеми (чи є, і яка її величина);
- напруги після випрямляча (точки 1,2), якщо вона є, то дефект знаходиться у фільтрі, а якщо немає, то несправність слід шукати у блоці подачі напруги (FU, T) або ж у випрямлячі UZ.

Якщо точки першої перевірки вибрані вдало, пошук дефекту суттєво прискорюється.

Евристичний метод вимагає спочатку проаналізувати наявну інформацію про дефект у випрямлячі, а саме:

- немає напруги на виході;
- візуально встановити місце дефекту не вдалося;
- запобіжник FU не спрацював, тобто коротких замикань у схемі випрямляча не було.

Можна зробити висновок, що дефект викликаний обривом чи в дроселі L, чи у випрямлячі UZ чи, нарешті, у трансформаторі T. Далі слід виконати перевірки, рухаючись, наприклад, від виходу, вимірявши напругу між точками 1 і 2 (коли вона є, то обрив у дроселі L).

Усі три методи пошуку дефектів мають ряд спільних властивостей і можуть бути еквівалентними за результатами їхнього використання. Вибір методу пошуку дефектів залежить від складності технічного об'єкта, наявності запасних блоків та рівня кваліфікації персоналу.

При технологічних переходах у процесі пошуку дефектів набули поширення такі основні способи перевірок:

- зовнішній (візуальний) огляд об'єкта;
- заміна або вимикання окремого блоку;
- вимірювання;

- спосіб характерних несправностей.

Зовнішній огляд дає можливість виявити не лише дефекти, але і пошкодження. Під час огляду звертають увагу на можливі обриви, механічні пошкодження деталей, місця пробойів, підгорянь, підтікання компаунду, потемніння резисторів, конденсаторів тощо. Перевіряють також ступінь нагріву напівпровідникових приладів, трансформаторів, дроселів, резисторів.

Спосіб заміни полягає у тому, що несправний блок чи елемент замінюють резервним, який справний і у разі необхідності налагоджений. Перевірку можна здійснити таким чином досить швидко і легко, однак лише тоді, коли блоки чи деталі можуть зніматися. Недоліком способу є те, що можна вивести з ладу під час перевірки об'єкта і новий блок (елемент). Поряд з цим, спосіб заміни можна реалізувати тільки на пристроях (обладнанні), які після пошкодження можна повторно вмикати. Причину пошкодження, як правило, вияснити не вдається.

Спосіб вимикання потребує вимикання всіх блоків та елементів, де за припущенням можуть бути пошкодження. При цьому одночасно спостерігають, з вимиканням якого саме блоку чи елемента дефект зникає, а значить якраз цей блок і має дефект. Цей спосіб найдоцільніше застосовувати під час пошуку пошкоджень у системах (блоках) живлення, коли спрацьовують захисні апарати. Недоліком способу є необхідність неодноразового повторного вмикання живлення пристрою за ще не усуненого дефекту, а тому можна інколи викликати нові, може ще більш складні пошкодження. Щоб уникнути цього, поступають дещо інакше: спочатку вимикають усі блоки (елементи), де може бути пошкодження, а потім їх по черзі вмикають, і спостерігають за появою пошкодження.

Спосіб вимірювань дозволяє досить точно визначити місце і характер пошкодження шляхом виконання таких операцій, як "прозвонювання" електричних кіл, вимірювання напруг, опору, знімання осцилограм.

При цьому використовують контрольні точки та осцилограми чи рівні напруг, вказані у заводській документації. Важливим є ретельний вибір вимірювальних приладів з урахуванням їхнього внутрішнього опору. Що ж до вимірювання опору рези-

сторів, то їх по можливості вимикають чи враховують наявність паралельних кіл.

Спосіб характерних несправностей полягає у тому, що за відомими ознаками визначають дефект. Такі таблиці за схемою "несправність - зовнішній прояв - ймовірна причина - метод усунення" містяться у заводській документації, (як правило в інструкціях з експлуатації технічних пристроїв або обладнання).

8.2.4 Ефективність технічного діагностування

При виборі технологій технічного діагностування необхідно враховувати рівень його ефективності, оцінити який можна за певним критерієм (критеріями).

Вибір того чи іншого критерію є складною задачею, оскільки потребує одночасного врахування цілого ряду факторів – якості функціонування комплексу діагностичної апаратури, рівня кваліфікації оператора, техніко-економічних показників.

Зазвичай до критеріїв оцінки ефективності діагностування висуваються такі основні вимоги:

- обов'язкове врахування технічних показників об'єкта і засобів діагностування;
- можливість порівняння різних діагностичних засобів з метою визначення шляхів їхнього вдосконалення;
- відносна простота інженерних розрахунків.

Вплив усіх складових діагностичного комплексу (технічного об'єкта, діагностичних засобів, оператора) враховує узагальнений критерій ефективності діагностування $P_{\text{еф. діаг.}}$ – ймовірність нормального функціонування об'єкта

$$P_{\text{еф.діаг.}} = P_{\text{Д}} \cdot P_{\text{В}}, \quad (102)$$

де $P_{\text{Д}}$ – ймовірність правильного визначення стану об'єкта діагностування;

$P_{\text{В}}$ – ймовірність відсутності несправностей у неконтрольованій частині об'єкта діагностування протягом часу T .

В свою чергу

$$P_D = P_1 \cdot P_2, \quad (103)$$

де P_1 - ймовірність правильної оцінки стану об'єкта, що визначається засобами діагностування;

P_2 - ймовірність правильної оцінки стану об'єкта, що визначається діяльністю оператора.

$$P_1 = D_{\text{діаг}} \cdot P_{\text{ЗД}}, \quad (104)$$

де $D_{\text{діаг}}$ - достовірність результату діагностування;

$P_{\text{ЗД}}$ - ймовірність правильного функціонування діагностичних засобів в період контролю стану об'єкта.

Достовірність результатів діагностування

$$D_{\text{діаг}} = D_{\text{метод}} \cdot D_{\text{інструм}}, \quad (105)$$

де $D_{\text{метод}}$ та $D_{\text{інструм}}$ - відповідно методична та інструментальна достовірності діагностування

Методичну достовірність, що визначає повноту вихідної інформації про стан діагностованого об'єкта, розглядають через її складові

$$D_{\text{метод}} = D_{\text{алг}} \cdot D_{\text{м}}, \quad (106)$$

де $D_{\text{алг}}$ - достовірність алгоритму діагностування;

$D_{\text{м}}$ - достовірність методу діагностування.

При визначенні величини $D_{\text{алг}}$ враховуються цінність отриманої під час діагностування за обраним алгоритмом інформації про стан об'єкта (група показників) та можливості реалізації алгоритму.

Достовірність методу $D_{\text{м}}$ може бути розрахована за відомими із теорії вимірювань формулами для оцінки похибок методу вимірювань.

Інструментальна достовірність $D_{\text{інструм}}$ є величиною ймовірності правильного висновку щодо стану технічного об'єкта із припущенням, що засоби діагностування є абсолютно надійними.

У разі контролю n показників технічного об'єкта

$$D_{\text{інструм}} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - d_{2i}), \quad (107)$$

де d_{2i} – ймовірність правильного висновку за i -м показником.
У випадку, якщо $d_{2i} = d_2$, $i = 1, 2, \dots, n$.

$$D_{\text{інструм}} = 1 - (1 - d_2)^n. \quad (108)$$

Можливою є також оцінка інструментальної достовірності за величиною ймовірності помилкового висновку про наявність несправності технічного об'єкта.

Ймовірність правильного функціонування засобів діагностування $R_{3д}$ визначається показниками їхньої надійності і зокрема показниками безвідмовності та комплексним показником - коефіцієнтом готовності.

Розрахунок ймовірності правильного функціонування діагностичних засобів $R_{3д}$ у формулі (108) може бути різним залежно від умов діагностування. При цьому засоби діагностування можуть розглядатися як об'єкти безперервної дії (технологічні процеси, бортове обладнання транспортних засобів, мобільної сільськогосподарської техніки тощо) або ж як об'єкти періодичної дії (скажімо діагностування пересувних об'єктів перед використанням).

У разі використання діагностичних засобів як об'єктів безперервної дії величина $R_{3д}$ є ймовірністю безвідмовної роботи і може бути розрахована залежно від закону розподілу відмов у часі – експоненціального, Релея, Вейбулла та ін. (див. п.б.2)

Якщо засоби діагностування розглядаються як об'єкти періодичної дії, то величина $R_{3д}$ може бути розрахована через коефіцієнт готовності.

Тоді у найпростішому випадку, коли інтенсивності відмов і відновлення об'єкта є постійними

$$P_{3Д} = k_{\text{ГОТ}} + (1 - k_{\text{ГОТ}})e^{-t/(k_{\text{ГОТ}} t_{\text{відновл}})}. \quad (109)$$

Коли у засобах діагностування (їхньому комплексі) здійснене резервування, величина $P_{3Д}$ може бути визначена із припущенням, що всі засоби (резервні і основні) є рівнонадійними, а їхні відмови є подіями незалежними, за формулою

$$P_{3Д} = 1 - (1 - P_{3ДО})^{m+1}, \quad (110)$$

де $P_{3ДО}$ – ймовірність безвідмовної роботи нерезервованих діагностичних засобів;

m – кратність резервування.

Кількість показників та їхні значення залежать від специфіки комплексу діагностичних засобів, однак застосування узагальненого критерію дозволяє оцінити ефективність діагностування переважної більшості технічних об'єктів

8.2.5 Прогнозування технічного стану виробів

Прогнозування має за мету визначення із заданою ймовірністю інтервалу часу чи ресурсу, протягом якого об'єкт буде знаходитись у працездатному (справному) стані.

Прогнозування технічного стану може здійснюватися як у процесі розробки (конструювання) виробів, так і під час експлуатації для передбачення технічних параметрів чи віднесення їх до певного класу та визначення ймовірності виходу цих параметрів за межі допустимих значень (настання відмов).

Може вирішуватися також задача прогнозування надійності виробу – передбачення кількісних показників надійності на основі прогнозування поступових і раптових відмов. Оцінка надійності стає прогнозною, коли на основі аналізу фізичних процесів, вивчення закономірностей, яким підпорядковані показники надійності, робиться висновок щодо очікуваного рівня надійності виробу. На основі прогнозування технічного стану виробу в умовах експлуатації розробляються напрямки підвищення його надійності.

Серед узагальнених принципів отримання достовірного прогнозу технічного стану об'єкта слід назвати такі:

- прогнозування стану об'єкта спрямовується на одержання величини контрольованого параметру, що визначає стан чи ресурс, із дотриманням відомої розмірності;
- результат прогнозу визначається як імовірність виходу (чи невиходу) характеристик контрольованого параметра за визначені межі;
- за результатами прогнозування об'єкт має бути віднесений до того чи іншого класу наперед охарактеризованих процесів (об'єктів) за критерієм працездатності чи довговічності.

Можливість отримання прогнозу з певною достовірністю обумовлюється тим, що відмови виробу настають внаслідок поступового накопичення його пошкоджень, старіння і зношування. Це стосується як поступових, так і раптових відмов, які виникають після поступової зміни в бік погіршення одного чи кількох параметрів виробу за відсутності належної інформації про розвиток змін параметрів виробу.

Застосування методів прогнозування в період експлуатації технічних об'єктів дозволяє:

- обґрунтувати терміни проведення профілактичних заходів з метою запобігти відмові у прогнозований час;
- оптимізувати програму пошуку та локалізації несправностей;
- зменшити кількість обслуговуючого персоналу шляхом автоматизації процесу діагностування та прогнозування стану (ресурсу);
- визначити потребу у запасних частинах, одержавши інформацію про вузли чи блоки, вихід з ладу яких очікується найближчим часом;
- скоротити час відновлення шляхом виявлення найбільш ушкоджуваних блоків та підготовки для їхньої заміни запасних частин і матеріалів.

Прогнозування базується на використанні минулого досвіду експлуатації виробу, а накопичена інформація є головним фактором отримання прогнозу на майбутнє. Інформація дає мож-

ливість визначитися з вибором моделі виробу – детермінованої чи стохастичної (детермінована модель виробу – така, в якій наступний стан його визначається попереднім, стохастична модель виробу базується на теорії випадкових процесів і теорії ймовірностей).

Обчисленню прогнозованих параметрів виробу має передувати експеримент, результати якого розглядаються разом із інформацією з досвіду експлуатації.

Прогнозування може бути:

- груповим, коли вивчається група виробів;
- індивідуальним, коли в межах встановленого проміжку часу спостерігається зміна параметрів одного виробу із їхньої сукупності.

У процесі групового прогнозування одержують статистичну оцінку строку служби однотипних виробів на основі результатів випробувань.

Під час індивідуального прогнозування визначають надійність чи технічний стан кожного конкретного виробу.

Задача прогнозування розв'язується за двома підходами.

Детермінований підхід полягає у пошукові апроксимуючої залежності, для чого використовуються інтерполяційні поліноми – Лагранжа, Ньютона, тригонометричні поліноми та метод найменших квадратів. Вказані методи є досить ефективними у разі наявності гіпотези про детермінований характер залежності і досить точного математичного виразу для цієї залежності. Область застосування детермінованого підходу обмежується із збільшенням інтервалу прогнозу, оскільки при цьому спостерігається різке зниження його точності за практичної неможливості визначити помилку.

Значно поширенішим є *стохастичний підхід* – побудова стохастичної моделі виробу, що враховує випадковий характер змін, які в ньому проходять. При цьому в якості прогнозованої характеристики приймається зміна випадкової величини протягом часу від моменту початку контролю до моменту першого перетину поля допуску. Цей підхід дає умовну випадкову величину, імовірнісний опис якої і є характеристикою прогнозованої якості виробу.

Внаслідок випадкового характеру процесу зміни обраного параметру (характеристики) у принципі можна отримати лише наближений розв'язок задачі.

Прогнозування може бути розділене на кілька етапів:

1) розробка (побудова) моделі досліджуваного процесу (виробу) та формування її математичного опису;

2) отримання даних контролю і використання їх для вивчення досліджуваного об'єкта чи процесу, тобто побудова апостеріорного процесу (від лат. „a posteriori”, що означає „із наступного” - отриманий із досвіду);

3) визначення необхідних характеристик об'єкта (процесу).

Прогнозування може також здійснюватися за методом розпізнавання образів. У цьому випадку група виробів розбивається на кілька класів, між якими встановлюються чіткі межі.

Розпізнавання образу полягає у віднесенні його до одного із раніше виділених класів на підставі близькості його ознак до ознак певного класу.

Індивідуальне прогнозування надійності методом розпізнавання образів зводиться до віднесення конкретного виробу на підставі критеріїв працездатності до того чи іншого класу, для якого апріорно (від лат. „a priori”, що означає „із попереднього” – знання, отримане до і незалежно від досвіду, відомі показники надійності чи технічні характеристики).

Проблема прогнозування стану чи ресурсу на різних стадіях існування технічного об'єкта є комплексною і має значний технічний і економічний ефект.

8.3 Випробування енергетичного обладнання

8.3.1 Основні поняття щодо випробувань енергетичного обладнання

Для прийняття рішення щодо можливості використання енергетичного обладнання за призначенням провадять його випробування.

Випробування - експериментальне визначення кількісних та (чи) якісних характеристик властивостей об'єкта як наслідок

дії на нього в процесі його функціонування, моделювання об'єкта та (чи) дій на нього.

Система випробувань - це сукупність засобів випробувань, виконавців і певних об'єктів випробувань, які взаємодіють за правилами, встановленими відповідною нормативною документацією.

Нормативна документація встановлює умови, методи, види та обсяги випробувань.

Умови випробувань – це сукупність факторів впливу і (або) режимів функціонування об'єкта під час випробувань.

Метод випробувань є сукупністю правил застосування певних принципів і засобів випробувань.

Вид випробувань – являє собою класифікаційне угруповання випробувань за певною ознакою.

Нормативна документація класифікує види випробувань за їхніми основними ознаками.

Таблиця 9 - Класифікація видів випробувань

Ознаки виду випробувань	Види випробувань
Призначення випробувань	Дослідницькі Контрольні Порівняльні
Рівень проведення випробувань	Державні Міжвідомчі Відомчі
Етапи розробки продукції	Довгострокові Попередні Приймальні
Випробування готової продукції	Кваліфікаційні Пред'явочні Приймально-здавальні Періодичні Інспекційні Типові Атестаційні Сертифікаційні

Продовження табл.9

Умови і місце проведення випробувань	Лабораторні Стендові Полігонні Натурні З використанням моделі Експлуатаційні (дослідна або підконтрольна експлуатація)
Тривалість випробувань	Нормальні Прискорені Скорочені
Вид впливу на об'єкт Випробування	Механічні Кліматичні Термічні Радіаційні Електричні Електромагнітні Магнітні Хімічні Біологічні
Результат впливу на об'єкт випробувань	Неруйнівні Руйнівні Випробування на стійкість Випробування на міцність
Характеристики об'єкта випробувань, що визначаються	Функціональні Випробування на надійність Випробування на безпечність Випробування на транспортабельність Граничні випробування Технологічні випробування

Випробування можуть мати кілька із наведених ознак (наприклад: міжвідомчі періодичні стендові випробування на надійність).

Обсяг випробувань - це характеристика випробувань, що визначається кількістю об'єктів та видів випробувань, а також сумарною їхньою тривалістю.

Випробування проводяться за програмами випробувань та за визначеними методиками.

Програма випробувань – є обов'язковим для виконання організаційно-методичним документом що встановлює:

- об'єкт та мету випробувань;
- види, послідовність та обсяг експериментів, що проводяться;
- порядок; умови, місце і терміни випробувань;
- забезпечення випробувань;
- звітність про випробування;
- відповідальність за забезпечення та проведення випробувань.

Методика випробувань є обов'язковим для виконання організаційно-методичним документом, що містить:

- опис методу випробувань;
- опис засобів і умов випробувань;
- порядок відбирання проб;
- алгоритми визначення характеристик властивостей об'єкта;
- форми представлення даних і оцінки їхньої точності та достовірності результатів;
- вимоги техніки безпеки і охорони навколишнього середовища.

Результати вимірювань, випробувань оформлюються типовими протоколами, відповідними актами (див. додаток Б), записами у формулярах, таку документацію дозволяється зберігати в електронному вигляді.

Дані випробувань – це реєстровані під час випробування значення характеристик властивостей об'єкта і (або) умов випробувань та інших параметрів, необхідних для наступної обробки.

Результат випробування – це оцінка характеристик властивостей об'єкта, встановлення відповідності об'єкта заданим вимогами за даними випробувань, результати аналізу функціонування об'єкта під час випробування.

Протокол випробувань є оформленим в установленому порядку документом, що містить необхідні відомості про об'єкт

випробувань, застосовані методи і засоби випробувань, результати випробувань та висновки за результатами випробувань.

Енергетичне обладнання має обов'язково пройти окрім суто специфічних випробувань, ще і перевірку механічної частини згідно із заводськими та монтажними інструкціями.

8.3.2 Випробування електрообладнання

Випробування та вимірювання параметрів електрообладнання проводиться відповідно до методів та нормативно-технічних параметрів, наведених у *Нормах і методах випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів*, які є додатком до ПТЕ.

Норми є обов'язковими для споживачів та населення, які експлуатують електроустановки напругою до 150 кВ незалежно від їхньої форми власності та відомчої підпорядкованості.

Вимірювання параметрів електрообладнання виконуються згідно з атестованими методиками вимірювання за чинними стандартами. Під час перевірок, випробувань та вимірювань електрообладнання, крім Норм, керуються чинними нормативними документами, а також інструкціями заводів-виробників.

В Нормах вживаються такі умовні позначення:

К – випробування та вимірювання під час капітального ремонту;

П – випробування та вимірювання під час поточного ремонту;

М - міжремонтні (профілактичні) випробування та вимірювання, не пов'язані з виводом електрообладнання в ремонт.

Для окремих видів електрообладнання, які не увійшли до Норм, конкретні терміни випробувань і вимірювань параметрів електрообладнання й апаратів електроустановок визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, на основі Норм, відомчої або місцевої системи технічного обслуговування та ремонту електрообладнання у відповідності до інструкцій заводів-виробників та з урахуванням місцевих умов і стану електроустановок.

Висновок про придатність електрообладнання до експлуатації робиться не тільки на підставі порівняння результатів ви-

пробовувань з Нормами, але також і за сукупністю результатів усіх проведених перевірок.

Значення параметрів, отриманих під час чергових вимірювань, порівнюють з вихідними даними – їхніми значеннями, наведеними в паспортах і протоколах заводу-виробника або отриманими під час випробувань, які проводяться після капітального ремонту. В окремих випадках результати вимірювань порівнюють з параметрами однотипного електрообладнання або з результатами попередніх вимірювань.

Електрообладнання, у якого значення параметрів, одержаних під час випробувань, не відповідає нормам, має бути виведене з роботи. Рішення про порядок та терміни виведення з роботи цього електрообладнання приймає особа, відповідальна за електрогосподарство.

Під час проведення випробувань та вимірювань вживаються такі терміни і визначення:

випробна (підвищена) напруга промислової частоти - середньоквадратичне значення напруги промислової частоти, яку повинна витримувати протягом заданого часу внутрішня і зовнішня ізоляції електрообладнання за певних умов випробування;

випробна постійна (випрямлена) напруга - амплітудне значення напруги, що прикладається до електрообладнання протягом заданого часу за певних умов випробування;

електрообладнання з нормальною ізоляцією - електрообладнання, призначене для застосування в електроустановках, що зазнають дії атмосферних перенапруг за умов впровадження звичайних заходів захисту від блискавки;

електрообладнання з полегшеною ізоляцією - електрообладнання, призначене для застосування тільки в електроустановках, що не зазнають дії атмосферних перенапруг, або за умови застосування спеціальних заходів для захисту від блискавки, що обмежує амплітуду атмосферних перенапруг до значень, які не перевищують амплітуду однохвилинної випробної напруги промислової частоти.

Випробування та вимірювання параметрів електрообладнання повинні проводитись акредитованими лабораторіями за програмами (методиками), наведеними в стандартах та технічних умовах з урахуванням вимог безпечного виконання робіт.

Похибки вимірювань і вимоги до параметрів випробних напруг повинні відповідати державним стандартам та чинним нормативним документам.

Результати перевірки, вимірювання та випробування повинні бути оформлені протоколами або актами, які зберігаються разом з паспортами електрообладнання.

Вимірювання втрат та струму неробочого ходу силових трансформаторів слід виконувати перед проведенням перевірок, які вимагають подачі постійного струму на обмотку трансформатора (вимірювання опору ізоляції, опору обмоток постійному струмові, прогріву постійним струмом тощо).

Оцінка стану резервного електрообладнання проводиться в обсязі, який вказаний у Нормах. Періодичність контролю визначає особа, відповідальна за електрогосподарство.

Обсяг і періодичність випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання й апаратів електроустановок у гарантійний період роботи необхідно проводити згідно з інструкціями заводів-виробників.

Електрообладнання та ізолятори на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, у якій вони експлуатуються, можуть випробовуватися підвищеною напругою промислової частоти за нормами, встановленими для класу ізоляції даної електроустановки.

Випробування підвищеною напругою ізоляторів і трансформаторів струму, які з'єднані з силовими кабелями 6 - 10 кВ, можна випробовувати одночасно згідно з нормами на силові кабелі.

За відсутності потрібної випробувальної апаратури змінного струму допускається випробування електрообладнання розподільних пристроїв (напругою до 20 кВ) постійною напругою, яка дорівнює півторакратному значенню випробувальної напруги промислової частоти.

Оцінюючи результати вимірювань, слід враховувати *температуру* під час їх проведення та вносити відповідні *поправки* згідно з вимогами нормативних документів та заводських інструкцій.

З метою одержання достовірних результатів під час вимірювань параметрів ізоляції слід враховувати:

- випадкові і систематичні похибки, обумовлені похибками вимірювальної техніки, додатковими ємнісними та індуктивними зв'язками між елементами схеми вимірювання, впливом температури, зовнішніх електростатичного та електромагнітних полів, а також похибками методу вимірювання;
- вплив пульсації випрямленої напруги (при вимірюванні струму витікання).

У разі, коли характеристики ізоляції різко погіршилися або наблизилися до критичної межі, необхідно з'ясувати причину цього та зробити все для її усунення. Якщо дефект ізоляції виявити не вдалося, термін наступних випробувань може бути наближений з урахуванням стану і режиму роботи ізоляції (рішення приймає особа, відповідальна за енергогосподарство).

Оцінка стану ізоляції електрообладнання, що тривалий час зберігається, а також частин і деталей обладнання, що є аварійним резервом, виконується за нормами, прийнятими заводом-виробником відповідних виробів. За інструкціями заводів-виробників встановлюються також обсяг і періодичність випробувань та вимірювань електрообладнання протягом гарантійного терміну роботи.

Для випробування підвищеною напругою промислової частоти, а також для вимірювання струму та втрат неробочого ходу рекомендується до випробувальної установки подавати лінійну напругу мережі живлення.

Споживачі електроенергії, у яких електроустановки створюють небезпечні та шкідливі виробничі фактори, повинні проводити гігієнічну оцінку цих факторів.

Вимірювання та гігієнічна оцінка результатів досліджень зазначених факторів проводиться при введенні в експлуатацію відповідних електроустановок або на вимогу санітарно-епідеміологічних органів.

Вказана в Нормх для окремих видів електрообладнання періодичність випробувань є рекомендованою та може бути змінена згідно з обґрунтованим рішенням технічного керівника

споживача з урахуванням технічного стану електроустановок, терміну їх служби та результатів діагностики електрообладнання.

Під час експлуатації електричного електрообладнання необхідно дотримуватися інструкцій заводів-виробників як щодо обслуговування самого обладнання, так і щодо приміщень, у яких експлуатується чи проводиться ремонт електричного обладнання. Приміщення з електричним обладнанням або з балонами електричного газу необхідно облаштувати припливно-витяжною вентиляцією.

Персонал, який допускається до обслуговування електричного обладнання, повинен пройти відповідну підготовку.

Нормами рекомендується впроваджувати тепловізійний контроль електрообладнання, який дає змогу провести перевірку окремих його характеристик під робочою напругою, що забезпечує своєчасне виявлення дефектів, а також зменшує обсяг робіт на виведеному з експлуатації обладнанні. Сюди відноситься перевірка розрядників, обмежувачів перенапруги, контактних з'єднань на повітряних лініях та на відкритих розподільних установках, відбракування фарфорових ізоляторів, а також перегрів елементів обладнання, вбудованого у фарфорові накривки.

ПТЕ вказують, що під час перевірок, випробувань та вимірювань електрообладнання напругою понад 150 кВ, а також генераторів та синхронних компенсаторів слід керуватися *ГКД 34.20.302-2002. Норми випробування електрообладнання*. Ці *Норми* встановлюють також обсяги, періодичність та норми випробувань основних видів електрообладнання напругою до і понад 150 кВ і є обов'язковими для виконання підприємствами-виробниками електрообладнання, підприємствами, які відносяться до сфери управління Мінпаливенерго України, а також підприємствами інших відомств, електрообладнання яких приєднано до ОЕС України. В цьому нормативному документі прийняті такі позначення:

- **П** – приймально-здавальні випробування обладнання під час першого увімкнення після монтажу, відновлювального ремонту, реконструкції, що здається (передається) організацією іншого відомства до експлуатації підприємству Мінпаливенерго України;

- **К** – випробування під час капітального ремонту обладнання;
- **Т** – вимірювання та випробування під час поточного ремонту і експлуатації, а також за рішенням технічного керівника енергопідприємства міжремонтні з метою уточнення параметрів, нагромадження даних тощо.

Вимоги до проведення приймально-здавальних випробувань електрообладнання були встановлені також *Правилами улаштування електроустановок*, що містять окрему главу «*Норми приймально-здавальних випробувань*». Ці норми стосуються електрообладнання напругою до 500 кВ, що вводяться в експлуатацію в енергосистемах і у споживачів, за винятком пристроїв релейного захисту і автоматики електроустановок споживачів. У цьому випадку діють відомчі інструкції, які за необхідності мають бути узгоджені з Держенергонаглядом. Пристрої РЗА на електростанціях та підстанціях перевіряються за інструкціями Мінпаливенерго України.

Обладнання закордонного виробництва підлягає випробуванню згідно із *Нормами* після закінчення гарантійного терміну експлуатації.

8.3.3 Випробування теплових установок і мереж

Чинні *Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж* (ПТЕ ТУ і М) встановлюють обов'язкове проведення передбачених державними будівельними нормами приймально-здавальних випробувань та комплексного опробування.

Установки, що працюють під тиском, підлягають зовнішньому *гідралічному випробуванню* відповідно до чинних нормативних документів і місцевих експлуатаційних інструкцій. Разом з тепловикористовувальною установкою гідралічному випробуванню підлягає також арматура, трубопроводи та її допоміжне обладнання.

Для перевірки міцності і щільності після ремонту, під час підготовки до опалювального сезону підлягають гідралічним випробуванням тепловикористовувальне обладнання, місцеві теплові мережі, теплові пункти і системи теплоспоживання. Максимальна величина пробного тиску встановлюється за розраху-

нком на міцність згідно з нормативними документами, погодженим з Держпромгірнаглядом, з урахуванням місцевих умов.

Вважається, що система витримала гідравлічні випробування, якщо під час їхнього проведення:

- не виявлено пітніння зварних швів, витікання з нагрівальних приладів, трубопроводів, арматури та іншого обладнання;
- під час випробування водяних і парових систем теплоспоживання протягом 5 хв. спад тиску не перевищив 20 кПа ($0,2 \text{ кгс/см}^2$);
- під час випробування систем панельного опалення спад тиску протягом 15 хв. не перевищував 10 кПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$);
- під час випробування систем гарячого водопостачання спад тиску протягом 10 хв. не перевищував 50 кПа ($0,5 \text{ кгс/см}^2$).

Якщо результати гідравлічних випробувань не відповідають зазначеним вимогам, необхідно виявити й усунути витіки, після чого виконати повторну перевірку системи на щільність.

Перед початком опалювального сезону проводиться перевірка готовності системи опалення та системи тепlopостачання загалом шляхом виконання *пробного пуску* з метою визначення їхньої готовності до роботи. Результати випробувань оформлюють актом про готовність об'єкта до опалювального сезону.

Під час експлуатації на підприємствах-споживачах за вимогами ПТЕ ТУ і М проводяться *енергетичні випробування* та налагодження тепловикористовувальних і теплофікаційних установок, теплових мереж згідно з методиками та інструкціями з експлуатації. За результатами випробувань розробляють і аналізують у визначені терміни енергетичні баланси та нормативні характеристики і вживають заходів для їхньої оптимізації. Перелік теплових установок, на яких мають проводитись енергетичні випробування, затверджує керівництво підприємства чи вища організація.

Нормативні характеристики і норми окремих показників доводять до відома експлуатаційного персоналу у вигляді режи-

мних карт, графіків, таблиць або викладають в експлуатаційних (виробничих) інструкціях

Під час введення теплових мереж в експлуатацію, у разі заміни компенсаторів, а також після приєднання додаткових розподільчих мереж до магістральних виконуються *випробування* теплових мереж *на розрахункову температуру теплоносія*. У процесі подальшої експлуатації допускається замість випробування на розрахункову температуру проводити випробування кожні 2 роки на фактичну максимальну температуру теплоносія, що зафіксована за попередніх 2 роки.

У теплових мережах здійснюються також *випробування з визначення теплових втрат*. Випробування на розрахункову температуру теплоносія, а також з визначення теплових і гідравлічних втрат здійснюються спеціалізованою організацією. Випробування на визначення теплових втрат здійснюється згідно з РД 34.09.255. (МУ 34-70-080-84) *Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях"*

До включення системи опалення в експлуатацію після ремонту, модернізації чи монтажу, а також не менше ніж один раз на 5 років здійснюється її *теплове випробування на рівномірність прогрівання опалювальних приладів* та визначення фактичних теплових втрат. У процесі теплових випробувань виконується налагодження і регулювання системи.

Для теплових мереж здійснюють також *випробування для визначення потенціалу блукаючих струмів*. Обсяг і періодичність випробувань теплових мереж на потенціал блукаючих струмів мають відповідати інструкції з захисту теплових мереж від електрохімічної корозії.

Крім того за вимогами ПТЕ ТУ і М виконують *випробування, які визначають ефективність роботи установки і відповідність її паспортним і проектним даним*. Так установки повітряного опалення вентиляційних систем перед прийняттям в експлуатацію після монтажу чи реконструкції, а також у процесі експлуатації в разі потреби, але не рідше ніж один раз на 3 роки підлягають таким випробуванням. Випробування проводяться спеціалізованою організацією. У процесі випробування визначається: продуктивність, повний і статичний напір вентиляторів; кількість обертів вентиляторів та електродвигунів; установлена

потужність і фактичне навантаження електродвигунів; розподіл об'ємів повітря і напори окремих відгалужень повітропроводної мережі, а також кінцевих точок усіх ділянок; температура та відносна вологість припливного повітря і повітря, що видаляється; теплова продуктивність калориферів; температура води до та після калориферів; температура та вологість повітря до та після камер зволоження; коефіцієнт очищення фільтрів; наявність усмоктування або витoku повітря в окремих елементах установки (повітропроводи, фланці, камери, фільтри тощо).

Випробування здійснюються розрахунковим навантаженням повітря та температурою теплоносія, що відповідає зовнішній температурі. Перед початком випробувань усуваються дефекти, виявлені під час огляду. Виявлені в ході випробувань і налагодження вентиляційних систем недоліки зазначаються у відомості дефектів і в подальшому усуваються.

Режим роботи сушарки і характеристики роботи основного та допоміжного обладнання визначаються експлуатаційними випробуваннями, які здійснюються після капітальних ремонтів, після внесення конструктивних змін або впровадження раціоналізаторських заходів, що потребують перевірки, для усунення нерівномірності сушіння, яка призводить до браку продукції.

Під час випробувань сушарки визначаються витрата і параметри теплоносія, температура та вологість повітря для сушіння в різних точках камери, коефіцієнт теплопередачі нагрівальних поверхонь, продуктивність і частота обертання вентиляторів та електродвигунів (у сушарках з примусовою циркуляцією повітря).

Для кожного мережного водопідігрівача і групи водопідігрівачів на підставі проектних даних з урахуванням вимог нормативних документів і результатів випробувань встановлюються: розрахункова теплова продуктивність та відповідні їй параметри обігрівної води або пари і мережної води; температурний напір і максимальна температура підігріву мережної води; граничнодопустимий тиск із боку мережної води та обігрівної води або пари; розрахункова витрата мережної води та відповідні їй втрати напору.

Крім того, на основі даних випробувань повинні бути встановлені втрати напору у водогрійних котлах, трубопроводах

і допоміжному устаткованні теплофікаційної установки за рахункової витрати мережної води.

Випробування теплофікаційних установок здійснюються після введення в експлуатацію новозмонтованих і в процесі експлуатації - періодично (один раз на 3 роки) і після капітального ремонту.

На підставі результатів випробувань теплофікаційних установок і режиму роботи водяних теплових мереж для опалювального і літнього періодів розробляються режимні карти роботи цих установок.

Для водопідігрівників (бойлерів) на підставі проектної документації, даних заводів-виробників та випробувань визначаються технічні характеристики. На кожному водопідігрівнику розміщується табличка з технічною характеристикою щодо: теплової продуктивності і відповідних параметрів теплоносія; максимальної температури води, що нагрівається; номінальної витрати теплоносіїв; граничнодопустимого тиску з боку первинного та вторинного теплоносіїв; гідравлічного опору за номінальної витрати теплоносія.

8.3.4 Випробування систем газопостачання і газоспоживчого обладнання

Випробування систем газопостачання та газоспоживчого обладнання регламентовані *Правилами подачі та використання природного газу в народному господарстві України, Правилами безпеки у газовому господарстві*, відомчими та місцевими нормативно-технічними документами.

Приймально-здавальні випробування газопроводів та газового обладнання газових розподільних пунктів мають проводитися після їхнього повного монтажу, встановлення арматури, засобів автоматики та КВП.

Газопроводи-вводи у випадку їх окремого будівництва з розподільчим газопроводом необхідно випробувати на ділянках до пристроїв вимикання, що встановлюються перед будівлями та спорудами.

Газопроводи та газове обладнання газових розподільних пунктів випробовують тиском. Випробувальний тиск, тривалість та умови випробування регламентуються нормативними

документами залежно від конструкції та робочого тиску газу (для підземних газопроводів ще і від виду ізоляції).

Підземні газопроводи, що прокладаються в футлярах на ділянках переходу через штучні та природні перепони, слід випробувати три рази:

- після зварювання переходу до розміщення на місці;
- після розміщення на місці та повного засипання переходу ґрунтом;
- одночасно з основним газопроводом.

Допускається під час приймально-здавальних випробувань не випробувати обладнання на етапі після розміщення на місці та повного засипання переходу ґрунтом, якщо це погоджено з газорозподільною або експлуатаційною організацією.

Монтажні місця з'єднань сталевих газопроводів, що зварені після випробувань, мають перевірятися радіографічним методом контролю. Монтажні місця з'єднань поліетиленових газопроводів – ультразвуковим методом контролю.

Герметичність роз'ємних з'єднань перевіряється мильною емульсією або за допомогою високочутливих приладів (газошукачів).

Технічний стан систем газопостачання в період експлуатації контролюється за тиском газу (перевірка не рідше одного разу на рік) та обходами наземних газопроводів (не рідше одного разу на три місяці), результати яких заносяться до журналів обходів.

Нормативна документація встановлює періодичність та умови проведення приладових обстежень для виявлення витoku газу.

Газопроводи з поліетилену після 50 років (сталеві – після 40 років) експлуатації підлягають технічному діагностуванню з метою визначення їхнього технічного стану та залишкового ресурсу, порядок якого визначається нормативною документацією. За результатами діагностування складається висновок експертизи щодо ресурсу безпечної експлуатації газопроводу та заходи щодо його ремонту або заміни.

На діючому газоспоживчому обладнанні режимно-налагоджувальні роботи мають провадитися не рідше одного

разу на три роки. Позапланові режимно-налагоджувальні роботи проводяться:

- після капітального ремонту;
- після внесення конструктивних змін, що впливають на ефективність використання газу;
- у разі систематичних відхилень роботи обладнання від вимог режимних карт;
- у разі зміни виду і характеристик палива.

Газоспоживче обладнання підприємств, організацій та закладів повинне мати прилади обліку природного газу, які мають проходити періодичну перевірку, що регламентується нормативною документацією.

Періодичність перевірки якості природного газу, місце відбору проб і випробовування встановлюються у договорах на користування природним газом. Якість природного газу визначається методами, що передбачені державним стандартом та іншими нормативними актами залежно від призначення його використання. Засоби вимірювань, необхідні для визначення якісних характеристик природного газу, повинні бути повірені в органах Держстандарту України. Лабораторії, які виконують роботу з визначення якості природного газу, повинні бути атестовані у встановленому порядку.

8.4 Організація контролю технічного стану енергетичного обладнання АПК

Відповідно до вимог ПТЕ та ПТЕ ТУ і М у споживача (на підприємстві, в організації - власника обладнання) повинен бути організований постійний і періодичний контроль (огляди, діагностування) технічного стану електроустановок, теплових установок і мереж, обладнання, будівель і споруд. Періодичність контролю установлює відповідальна за електрогосподарство особа (відповідальна за теплове господарство організації особа - власника обладнання). Результати контролю повинні фіксуватись у спеціальному журналі.

Контроль технічного стану електроустановок, теплових установок і мереж повинен проводитись оперативними й оперативно-ремонтними працівниками споживача (підприємства, організації - власника обладнання). Обсяг контролю встановлюється у відповідності до вимог нормативних документів, вимог інструкцій заводів-виробників, щорічних планів, які затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство (особа, відповідальна за теплове господарство організації - власника обладнання).

По закінченні встановленого нормативно-технічною документацією терміну експлуатації технологічні системи і електроустановки повинні підлягати технічному діагностуванню.

Діагностування технічного стану електроустановок проводиться за програмою, погодженою Держенергонаглядом та комісією, очолюваною технічним керівником споживача (особою, відповідальною за електрогосподарство) або його заступником. До складу комісії включають керівників і спеціалістів структурних підрозділів споживача, осіб, відповідальних за електрогосподарство підрозділів, представників Держенергонагляду, Держгірпромнагляду, спеціалістів спеціалізованих організацій (за договором).

Після закінчення терміну експлуатації, встановленого нормативно-технічною документацією, а також після аварії або виявлення пошкоджень теплові установки та мережі підлягають *експертному технічному діагностуванню* з метою встановлення можливості та умов їхньої подальшої експлуатації.

Експертне технічне діагностування проводиться за програмою, погодженою з Держенергонаглядом, експертно-технічною комісією, яка створюється наказом по підприємству, організації-власника обладнання і очолюється технічним керівником (його заступником) або особою, відповідальною за теплове господарство організації - власника обладнання. До складу комісії включають керівників і спеціалістів структурних підрозділів, осіб, відповідальних за теплове господарство структурних підрозділів, представників Держенергонагляду, спеціалістів спеціалізованої організації (за згодою), які мають досвід роботи в зазначеній сфері.

До обсягу проведення технічного діагностування на підставі чинних нормативних документів повинні бути включені:

зовнішній і внутрішні огляди, перевірка технічної документації, питання організації експлуатації, оперативне обслуговування та відповідність здійснюваних випробувань та вимірювань чинним нормативним документам тощо.

Для проведення технічного діагностування споживач (підприємство, організація - власник обладнання) може використувати наявні в нього системи і засоби технічного діагностування.

Одночасно з діагностуванням технічного стану повинна здійснюватись перевірка виконання приписів наглядових органів і заходів, намічених за результатами розслідування порушень роботи електроустановок, теплових установок і мереж, а також заходів, розроблених за попереднім технічним діагностуванням.

Результати роботи комісії повинні бути оформлені актом та/або занесені в технічні паспорти устаткування з обов'язковим визначенням терміну наступного діагностування.

Експлуатація електроустановок, теплових установок і мереж з аварійно небезпечними дефектами, виявленими в процесі контролю та діагностування, забороняється.

Контроль технічного стану енергетичного обладнання АПК має відповідати вимогам ПТЕ та ПТЕ ТУ і М з врахуванням вимог підгалузевих нормативних документів, зокрема Системи планово-запобіжного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання сільськогосподарських підприємств (Системи ПЗРЕсг).

Система ПЗРЕсг передбачає виконання технічного обслуговування та ремонтів електрообладнання АПК в рекомендовані планові терміни з рекомендованим обсягом, до складу якого входить і контроль технічного стану електрообладнання, наприклад, вимірювання опору ізоляції. Тобто за Системою ПЗРЕсг існує можливість виконання технічного обслуговування з періодичним контролем. Це відповідає положенням ПТЕ відповідно до того, що збільшення або зменшення періодичності та збільшення тривалості ремонту порівняно з нормативними термінами допускається залежно від стану електроустановок, відповідного технічного обґрунтування та за результатами контролю основних експлуатаційних характеристик обладнання. Крім того ПТЕ

визначає, що графіки ремонтів та технічного обслуговування електрообладнання можуть складатися на основі проведеного діагностування технічного стану електроустановок.

Вихідними даними для планування робіт з технічного обслуговування з періодичним контролем є інвентаризаційні документи – карти (журнали) обліку енергетичного обладнання, інструкції з експлуатації, нормативи Системи ПЗР і ТО тощо.

Технічне діагностування електрообладнання залежно від його кількості та умов підприємства може здійснюватися за такими варіантами:

- діагностування проводить окрема діагностична ланка чи бригада енергослужби сільськогосподарського підприємства;
- діагностування проводить ремонтно-діагностична ланка чи бригада енергослужби сільськогосподарського підприємства;
- діагностування проводить спеціалізоване підприємство за договором з сільськогосподарським підприємством.

Виконавцями робіт з діагностування можуть бути фахівці, добре обізнані з правилами безпечної експлуатації електрообладнання. Керівник ланки чи бригади повинен мати кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче 4-ї, а інший персонал – не нижче 3-ї.

Результати вимірювань під час діагностування заносять до журналу, в якому кожній одиниці обладнання відводиться кілька сторінок з тим, щоб можна було аналізувати його стан та прогнозувати залишковий ресурс роботи.

Діагностування електрообладнання проводять з використанням переносних приладів та пристроїв. Для контролю технічного стану важкодоступного обладнання, зокрема для діагностування занурювальних електронасосних агрегатів, доцільно застосовувати автоматизовані діагностичні пристрої.

Питання для самоконтролю

1. Що означають поняття „технічний стан об’єкта” та „контроль технічного стану об’єкта”?
2. Які існують види технічного діагностування та види засобів технічного діагностування?
3. Які основні показники технічного діагностування?
4. Які завдання вирішує технічне діагностування?
5. Які існують основні методи пошуку дефектів?
6. Які особливості детермінованого та стохастичного підходів до розв’язання задачі прогнозування технічного стану об’єкта?

7. Що означають терміни „випробування”, „система випробувань”, „метод випробування”?
8. Які існують види випробувань?
9. Що відображається в таких організаційно-методичних документах, як програма випробування та методика випробувань?
10. Згідно з вимогами яких нормативних документів виконують випробування та вимірювання параметрів електрообладнання?
11. Згідно з вимогами яких нормативних документів виконують випробування теплових установок і мереж, систем газопостачання та газоспоживаючого обладнання?
12. При яких умовах вважається, що установки, які працюють під тиском, витримали гідравлічні випробування?
13. З якою метою здійснюють випробування для визначення потенціалу блукаючих струмів для теплових мереж?
14. Які особливості випробувань установок повітряного опалення вентиляційних систем з метою визначення ефективності роботи установки і відповідності її паспортним і проектним даним?
15. Які особливості організації контролю технічного стану енергетичного обладнання АПК?

РОЗДІЛ 9

ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ СТРУМОВІДНИХ ЧАСТИН ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ*

Під час профілактичних випробувань електрообладнання особливу увагу приділяють ізоляції, так як відмови електрообладнання дуже часто спричиняються саме через відмову ізоляції, а пробій ізоляції може бути небезпечним для життя та здоров'я людей та сільськогосподарських тварин.

Ізоляція електротехнічного виробу – сукупність матеріалів, частіше діелектриків, які протидіють проходженню струму між певними деталями виробу (пристрою).

На ізоляцію струмовідних частин електрообладнання при експлуатації впливають робоча напруга, короточасні перенапруги від грозових розрядів і комутаційних операцій, механічні та теплові навантаження, забруднення, зволоження та інші несприятливі фактори.

Для оцінки технічного стану ізоляції струмовідних частин електрообладнання застосовують такі основні заходи:

- вимірювання електричного опору ізоляції постійному струмові;
- визначення коефіцієнта абсорбції;
- використання ємнісних методів оцінки стану ізоляції;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції підвищеною напругою;
- вимірювання струмів витікання.

9.1 Фізична сутність та схема заміщення ізоляції

Оцінка технічного стану ізоляції струмовідних частин електрообладнання за результатами вимірювань та випробувань базується на її фізичній сутності.

* Використані джерела [10,20,21,28,42,44,50,71,80,82]

Зовнішні елементи конструкції апарата (корпус, осердя) і струмовідні частини (жили кабелю, проводи шини) є обкладинками конденсатора, які розділені середовищем – ізоляцією.

Структура ізоляції визначається не лише застосовуваними матеріалами (слюда, папір, картон, трансформаторна олива, синтетичні речовини), але і наявністю її дефектів та ступенем зволоження.

Під дією прикладеної напруги в ізоляції:

- здійснюється миттєва поляризація – пружне зміщення і деформація електронних оболонок атомів та іонів в ізоляції (утворюється *струм зміщення* I_3);
- здійснюється повільна поляризація – зміщення та поворот дипольних молекул, зокрема води, (утворюється *струм абсорбції* $I_{абс}$);
- виникає струм наскрізної провідності внаслідок домішок і дефектів – струм витікання $I_{вт}$ (*струм витікання* – струм провідності, зумовлений недосконалістю ізоляції).

Фізичну сутність ізоляції доцільно розглядати шляхом аналізу процесів, що в ній відбуваються, використовуючи *схему заміщення*.

Правильність уяви про ізоляцію, відображеної схемою заміщення (див. рисунок 15), підтверджує досвід вимірювання опору ізоляції та визначення коефіцієнта абсорбції. Із прикладенням до ізоляції напруги постійного струму спочатку проходить лише *струм зміщення* I_3 до зарядження геометричної ємності C_r , яка визначається геометричними розмірами ізоляції. Струм I_3 швидко затухає, а з накопиченням за цей час на границях ізоляції зарядів різної полярності створюється електричне поле (рисунок 16).

Під дією поля виникає явище поляризації, яка пов'язана із проходженням другої складової струму через ізоляцію – *струму абсорбції* $I_{абс}$ заряджання окремих абсорбційних ємностей, що виникають між її шарами. Ця складова струму залежить, в основному, від наявності вологи в ізоляції. Повільність орієнтації диполів у електричному полі (див. рисунок 16), обумовлює повільність затухання струму $I_{абс}$.

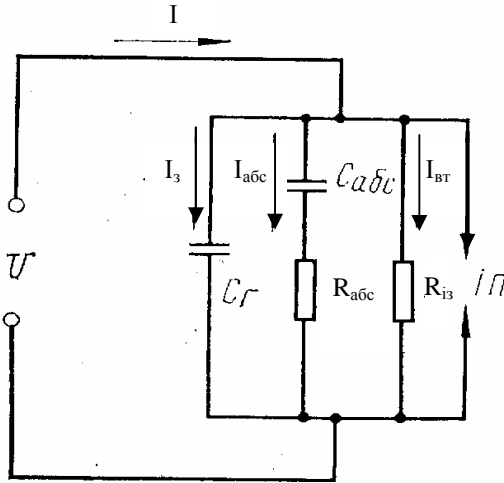


Рисунок 15 - Схема заміщення ізоляції, де C_{Γ} – геометрична ємність ізоляції; $C_{абс}$, $R_{абс}$ – абсорбційні ємність та опір; $R_{із}$ – опір, що визначає струм витікання $I_{вт}$; I_3 , $I_{абс}$ – струми відповідно зміщення та абсорбції; I_{Π} – іскровий проміжок (можливий пробій від ізоляції)

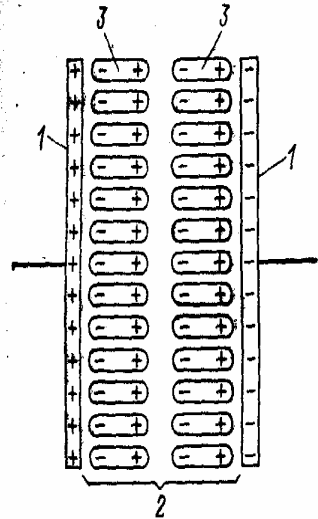


Рисунок 16 - Дипольна поляризація у діелектрикові зі складною структурою (умовному конденсаторові): 1 – обкладинки умовного конденсатора (струмовідні частини та корпус електрообладнання чи магнітопро-ПД); 2 – середовище (діелектрик); 3 – диполь

Тривалість заряджання абсорбційної ємності $C_{абс}$ (по суті значної кількості таких ємностей) визначається розглядом кола з $R_{абс}$ та $C_{абс}$, що має свою постійну часу $\tau = R_{абс} \cdot C_{абс}$. Чим більш зволоженою є ізоляція, тим меншим буде $R_{абс}$ і, відповідно, струм $I_{абс}$ зростає спочатку, але швидко затухає. Зволоженість ізоляції насамперед впливає на значення опору $R_{абс}$.

У сухій ізоляції опір $R_{абс}$ є досить великим, струм $I_{абс}$ має менше початкове значення, а затухає досить повільно, що описується виразом

$$I_{абс} = \frac{U}{R_{абс}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (111)$$

де U – постійна напруга, прикладена до ізоляції;
 t – тривалість прикладання напруги;

Із завершенням процесу поляризації (абсорбційна ємність заряджена) струм I_{abc} повністю затухає, а через ізоляцію продовжує протікати струм витікання $I_{вт}$. Значення цього струму залежить від опору ізоляції постійному струмові, позначеному на схемі заміщення як $R_{із}$. Цей опір теж залежить від стану ізоляції і зменшується із зволоженням та забрудненням її поверхні.

Характер зміни складових струму, що протікає через ізоляцію, та опору ізоляції протягом часу його вимірювання показаний на рисунку 17.

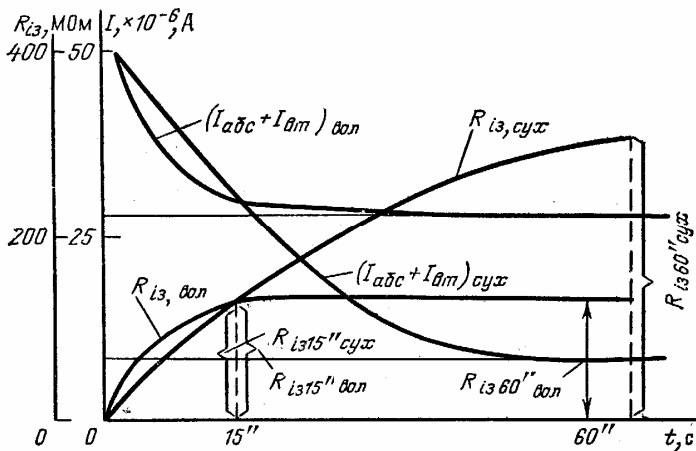


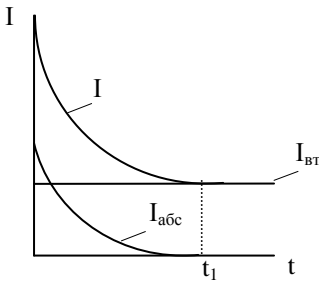
Рисунок 17 - Залежності опору ізоляції, струму абсорбції та струму витікання від часу прикладання постійної напруги у процесі вимірювань

9.2 Вимірювання електричного опору ізоляції постійному струмові

Електричний опір ізоляції – електричний опір, виміряний за спеціальних умов між двома провідними тілами, ізольованими одне від одного.

Вимірювання електричного опору ізоляції постійному струмові дає можливість оцінити загальний стан ізоляції переважно стосовно її зволоження та забруднення.

Як видно із графіків на рисунку 17, обернено пропорційно зміні струму через ізоляцію змінюється опір ізоляції, маючи найменше значення на початку вимірювання і досягаючи усталеного значення приблизно через 60 секунд з моменту прикладення до ізоляції постійної напруги. Кінцеве усталене значення опору визначається струмом витікання через ізоляцію $I_{вт}$, оскільки до цього часу абсорбційна складова встигає практично повністю затухнути (див. рисунок 18 – момент часу t_1).



Так як t_1 (момент часу з початку дії на ізоляцію постійної напруги, коли сумарний струм через ізоляцію, що визначає її технічний стан, досягає усталеного значення) дорівнює приблизно 60 секундам, то опір ізоляції позначають як $R_{60''}$.

Рисунок 18 – Зміна струмів через ізоляцію, до якої прикладена постійна напруга

$$R_{60''} = \frac{U}{I_{вт}}. \quad (112)$$

За вимогами стандарту вимірювання опору ізоляції слід проводити:

- між всіма з'єднаними між собою струмовідними частинами і частинами, до яких при обслуговуванні можливі дотики (наприклад, оболонки, рукоятки);
- між кожною електрично незалежною частиною і заземленими металевими частинами виробу.

Вимірювання опору ізоляції проводиться за допомогою мегаомметрів (див. додаток Е, таблицю Е.1). Одним із важливих параметрів мегаомметрів (поряд із межами вимірювання) є значення номінальної вихідної напруги. Залежно від номінальної напруги електрообладнання (ліній, проводок) має застосовува-

тися мегаомметр з відповідними межами вимірювання та номінальною напругою. Конкретні рекомендації щодо цього містяться у чинних нормативних документах та документації заводів-виробників електрообладнання.

Для вимірювання опору ізоляції використовують мегаомметри типу М4100, що містять вбудований генератор із ручним приводом в якості джерела живлення та чутливий логометричний вимірювач (рисунок 19). Привод генератора обладнаний відцентровим регулятором швидкості обертання якоря, що дозволяє практично позбавитись коливань напруги. Поряд з цим встановлена номінальна частота обертання рукоятки мегаомметра 120 об/хв., якої слід обов'язково дотримуватися.

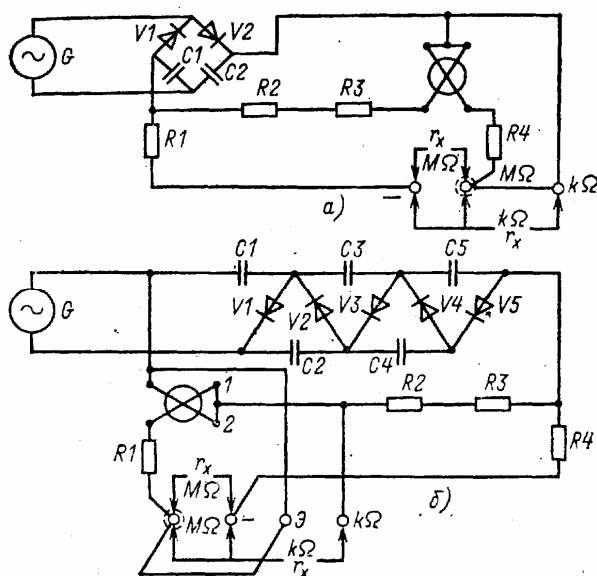


Рисунок 19 - Мегаомметр М4100. Схема електрична принципова: а) М4100/1 (100 В); М4100/2 (250 В); М4100/3 (500 В); М4100/4 (1000 В); б) М4100/5 (2500 В)

Все більше знаходять застосування сучасні мегаомметри з живленням від мережі змінного струму та гальванічних батарей (акумуляторів), наприклад, мегаомметри PU186, PU187.2 (з

пам'яттю на 1024 вимірювань та з можливістю копіювання даних на комп'ютер).

Вимірні значення опору ізоляції R_{60} порівнюються із значеннями, регламентованими нормативними документами (див. додаток Е). Наприклад, для освітлювальних та силових електропроводок напругою до 1000 В мінімальний опір ізоляції має бути не менше 0,5 МОм.

Як і інші показники стану ізоляції, опір ізоляції дуже залежить від температури. Для прикладу, опір ізоляції класу нагривостійкості В (130°C) знижується приблизно у два рази з підвищенням температури на кожні 18°C. Залежність опору ізоляції від температури описується виразом

$$R_{\theta_2} = R_{\theta_1} \cdot 10^{-\frac{\theta_2 - \theta_1}{\theta_1}}. \quad (113)$$

Норми випробування електрообладнання встановлюють умови визначення температури ізоляції електрообладнання:

- за температуру ізоляції не нагрітого трансформатора приймається температура верхніх шарів масла, виміряна термометром;
- за температуру ізоляції трансформатора, що нагрівався чи перебував під впливом сонячної радіації, приймається середня температура фази В обмотки вищої напруги, визначена за її опором постійному струму;
- за температуру ізоляції електричних машин, що знаходиться у практично холодному стані, приймається температура навколишнього середовища;
- за температуру ізоляції електричних машин після їхнього нагрівання, приймається середня температура обмоток, визначена за їх опором постійному струму;
- за температуру ізоляції трансформатора струму серії ТФЗМ (ТФН) із масляним заповненням приймається температура навколишнього середовища;
- за температуру ізоляції вводу, встановленого на масляному вимикачеві або на не нагрітому трансформаторі, при-

ймається температура навколишнього середовища або ж температура масла у баці вимикача чи трансформатора.

У разі вимірювань при різних значеннях температури навколишнього середовища їхні результати слід привести до однієї температури (див. додаток Е).

З урахуванням температури навколишнього середовища (θ , °С), розрахункове значення опору (R_n , Ом) за нормальної температури, що встановлена в стандартах на конкретні види апаратів, розраховують за виразом

$$R_n = R_b \cdot \frac{K + \theta_n}{K + \theta}, \quad (114)$$

де R_b - вимірне значення опору при температурі θ , Ом;

K – коефіцієнт (для міді $K=235$; для алюмінію $K=245$);

θ_n - номінальна температура (20 °С або 40 °С залежно від кліматичного району).

Опір ізоляції не вимірюють за температури нижче +5°С, оскільки результати не будуть достовірними внаслідок нестабільної поведінки вологи. За мінусових температур волога перетворюється у лід, що є діелектриком, а тому вимірювання опору ізоляції взагалі не може дати уявлення про її стан – зволоження та наявність дефектів.

9.3 Визначення коефіцієнта абсорбції

Однією з оцінок ступеню вологості ізоляції є коефіцієнт абсорбції

$$k_{\text{абс}} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}}, \quad (115)$$

де $R_{60''}, R_{15''}$ - опори ізоляції постійному струмові, виміряні відповідно через 60 та через 15 секунд після початку дії на ізоляцію постійної напруги.

Коефіцієнт абсорбції не залежить від розмірів ізоляції, характеризуючи інтенсивність спадання у часі абсорбційної складової струму через ізоляцію (див. рисунки 17,18). Нормативи щодо k_{abc} можна пояснити різною тривалістю заряджання абсорбційної ємності. У сухій ізоляції ця тривалість досить велика, струм заряджання змінюється повільно, а значення опору ізоляції R_{60} і R_{15} значно відрізняються одне від одного. У вологій ізоляції тривалість заряджання абсорбційної ємності мала, струм заряджання швидко досягає усталеного значення, а тому значення опору ізоляції R_{60} і R_{15} майже не відрізняються (див. рисунок 17), тому у вологій ізоляції $k_{abc} \approx 1$. Мінімальні значення коефіцієнтів абсорбції, за яких ізоляцію не потрібно сушити, для різних типів електрообладнання наведені у *Нормах випробування електрообладнання*. Наприклад, для масляних трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 6300 кВ·А коефіцієнт абсорбції повинен бути не меншим, ніж 1,3 ($k_{abc} \geq 1,3$). Електродвигуни потужністю до 500 кВт на напругу понад 1 кВ вмикаються без сушіння при $k_{abc} \geq 1,2$ (за температури від 10 до 30°C).

9.4 Ємнісні методи оцінки стану ізоляції

Ступінь зволоження визначається й за ємнісними методами оцінки стану ізоляції, тому необхідно знати про їхню суть для кращого розуміння процесів, що відбуваються в ізоляції зі зміною температури та під дією постійної або змінної напруги.

Існують кілька ємнісних методів контролю стану ізоляції, що мають як переваги, так і недоліки.

Метод “ємність – температура” характеризує загальну вологість ізоляції, не виявляючи при цьому місцевих зволожений. Мірою зволоженості ізоляції є відношення значень ємностей ізоляції у “гарячому” і “холодному” стані ($C_{\text{гар}}/C_{\text{хол}}$).

Ємність діелектрика, як показано на схемі заміщення ізоляції (рисунок 15), складається з геометричної та абсорбційної

ємностей. Із зміною температури зазнає змін абсорбційна ємність, причому залежно від вологості діелектрика, відповідно змінюється і повна ємність, що дозволяє використовувати її як показник стану ізоляції. Ємність вологого діелектрика з його нагріванням зростає швидше, ніж сухого, оскільки в останньому при цьому не відбувається значних змін; нагрівання ж вологого, а тому неоднорідного, діелектрика, спричиняє зменшення його опору внаслідок підвищення розчинності кислот та лугів, що містяться у ньому. Поряд з цим збільшується товщина провідних вологих шарів при одночасному зменшенні товщини сухих не-провідних шарів діелектрика, що в результаті призводить до зростання ємності діелектрика за рахунок абсорбційної складової.

Перевагою методу є те, що залежність відношення $C_{\text{гар}}/C_{\text{хол}}$ від $\text{tg}\delta$ масла, залитого до трансформатора (чи іншого маслозаповненого обладнання), незначна порівняно з іншими показниками стану ізоляції.

Відношення $C_{\text{гар}}/C_{\text{хол}}$ визначають шляхом вимірювання у трансформаторів між кожною обмоткою та корпусом ємності ізоляції відповідно за температури 80 (70) °С та 20°С без зливання трансформаторного масла. При цьому застосовуються мости змінного струму – МД-16, Р595, Р571М, Р525, Р5026, а у разі відсутності моста може застосовуватися метод амперметра-вольтметра (вимірювання на силових трансформаторах напругою до 35 кВ потужність до 10000 кВ·А).

Недоліком методу “ємність-температура” є потреба у нагріванні трансформатора до температури 80 (70) °С, що пов’язане із значними затратами енергії та витратами часу.

Метод “ємність-частота” базується на залежності ємності діелектрика від частоти, причому ця залежність по різному проявляється у зволоженого і сухого діелектрика. Причиною цьому є те, що із зменшенням частоти відбувається більш повне заряджання і розряджання абсорбційної ємності. Із зволоженням діелектрика (наприклад, ізоляції обмоток трансформатора) зростає його неоднорідність і відповідно абсорбційна ємність. У зв’язку з цим створюються умови для більшого зростання ємності діелектрика за низької частоти, ніж за високої. Мірою зволо-

женості ізоляції є відношення значень її ємностей, виміряних на частотах 2 і 50 Гц, тобто C_2/C_{50} , яке характеризує загальний стан ізоляції, практично не дозволяючи виявити місцеві зволоження.

Відношення C_2/C_{50} зростає із підвищенням температури, однак це не має суттєвого значення, оскільки вимірювання провадяться за постійної температури в діапазоні +10...30°C.

Водночас відношення C_2/C_{50} зростає із зростанням $tg\delta$ трансформаторного масла.

Вимірювання ємності обмоток на частотах 2 Гц і 50 Гц провадиться із застосуванням спеціальних приладів контролю вологості ізоляції ПКВ-7, ПК 8, ПКВ-13 між кожною обмоткою і корпусом при заземлених вільних обмотках. Перед вимірюванням випробовувана обмотка повинна бути заземлена на час не менше 2 хвилин.

Механізм вимірювання за допомогою приладу ПКВ-7 (рисунки 20) є таким: вимірювана ємність ізоляції періодично заряджається від джерела живлення і розряджається на конденсатор відомої ємності. При цьому напруга на конденсаторі пропорційна вимірюваній ємності, а її відлік провадиться по шкалі лампового вольтметра, увімкненого паралельно вказаному еталонному конденсатору. Цикл заряд-розряд у приладі повторюється із частотою 2 Гц як при вимірюванні C_{50} , так і різниці ємностей $C_2 - C_{50}$. Тривалість заряджання вимірюваної ємності не дорівнює тривалості розряджання, тобто вказаний цикл є несиметричним.

При вимірюванні $C_2 - C_{50}$, у початковий момент кожного циклу розряджання повністю розряджається геометрична ємність, а абсорбційна ємність, що не встигає розрядитися, передає частину свого заряду еталонному конденсатору.

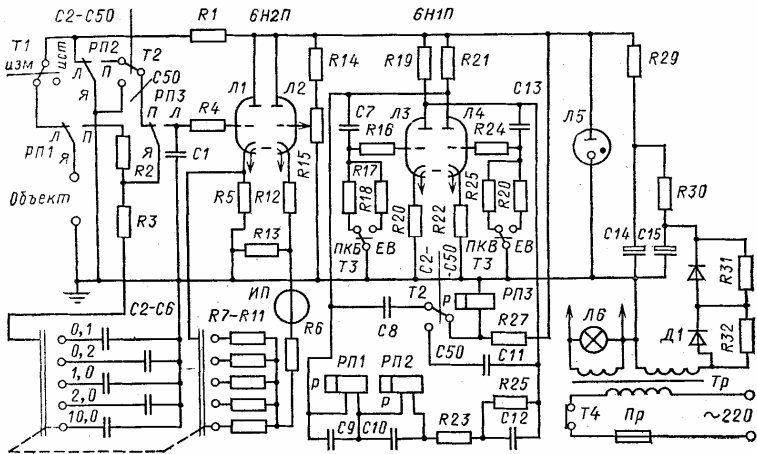


Рисунок 20 - Схема електрична принципова приладу контролю вологості ізоляції типу ПКВ – 7

Відношення C_2/C_{50} визначають розрахунком

$$\frac{C_2}{C_{50}} = 1 + \frac{C_{50}}{C_2 - C_{50}} \quad (116)$$

Співвідношення C_2/C_{50} у сухої ізоляції прагне до 1, за температури обмотки силового масляного трансформатора $t=10^0\text{C}$ і з $U_{\text{ном}}$ до 35 кВ найбільш допустиме значення $C_2/C_{50}=1,2$; за $t=20^0\text{C}$ - $C_2/C_{50}=1,3$. В процесі експлуатації відношення C_2/C_{50} не повинно збільшуватися більше ніж на 10%.

Метод “ємність-час” полягає у визначенні відношення ємностей $\Delta C/C$ об’єкта вимірювань. При цьому використову-

ються особливості розряду в неоднорідній ізоляції – вимірюється ємність об'єкта, обумовлена переважно процесами поляризації в шарах діелектрика, і геометрична ємність об'єкта. *Метод є найбільш чутливим із ємнісних методів*, що дозволяє ефективно його застосовувати для контролю вологості ізоляції силових трансформаторів, зокрема малозволожених.

Відношення $\Delta C/C$ значно зростає із зростанням $\text{tg}\delta$ трансформаторного масла, що однак не перешкоджає застосуванню методу “ємність-час”, оскільки вимірювання, як правило, провадяться на обладнанні (переважно силових трансформаторах), не заповненому маслом. Відношення $\Delta C/C$ суттєво залежить від температури, що слід враховувати під час вимірювань.

Вимірювання за методом “ємність-час” провадяться за допомогою приладів ЕВ-3 і ПКВ-7, як і при визначенні C_2/C_{50} , але при частоті повторення циклу заряд-розряд 0,25 Гц.

Механізм вимірювання такий:

1) при вимірюванні геометричної ємності C попередньо заряджений об'єкт (обмотку трансформатора) ємністю C_x (див. рисунок 21) розряджають протягом кількох мілісекунд на конденсатор C_{Π} , що слугує елементом пам'яті (вимикач $S1$ розімкнений, перемикач $SA1$ – у положенні 3). Напруга на цьому конденсаторі пропорційна геометричній ємності об'єкта, хоча до вимірної величини входять також і окремі складові абсорбційної ємності, що швидко розряджаються.

2) при вимірюванні приросту ΔC попередньо заряджений об'єкт C_x спочатку протягом кількох мілісекунд закорочують, щоб розрядити геометричну ємність (вимикач $S1$ замкнений, перемикач $SA1$ – у положенні 2), а потім на певний час з'єднують із “запам'ятовуючим” конденсатором C_{Π} (перемикач $SA1$ – у положенні 3). Через заданий проміжок часу конденсатор C_{Π} від'єднується від ємності об'єкта і на ньому вимірюється напруга, що є пропорційною приросту ємності ΔC .

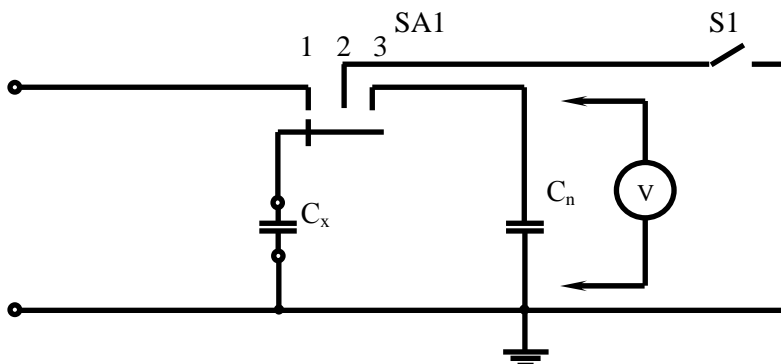


Рисунок 21 – Схема електрична принципова вимірювання ємностей за методом „ємність – час”

ΔC для сухої ізоляції складає (0,02-0,08) від ємності C , для вологої $>0,1 C$; для ізоляції обмоток трансформаторів без масла напругою 110 кВ і вище при $t=10^0 C, \Delta C / C = 8 \%$. Для інших апаратів – не нормується, але відношення $\Delta C / C$ не повинно збільшуватися більш ніж на 50%.

Вимірювання $\Delta C / C$ ізоляції обмоток за *Нормами випробування електрообладнання* не є обов’язковими, але можуть провадитися для силових трансформаторів:

- напругою 110 кВ і вище, що транспортуються без масла на початку і в кінці ревізії активної частини;
- трансформаторів, що транспортуються з маслом, під час огляду активної частини із зливанням масла, на початку і в кінці ревізії;
- трансформаторів, $tg \delta$ обмоток яких перевищує встановлені нормативні значення внаслідок підвищеного $tg \delta$ масла (коли замінити масло або знизити його $tg \delta$ неможливо).

9.5 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Кутом діелектричних втрат δ називають кут, що доповнює кут зсуву фаз (φ) між струмом і напругою до 90° . У випадку ідеального діелектрика вектор струму в ємнісному колі буде випереджати вектор напруги на 90° , тобто $\delta=0$ (рисунок 22,а).

Тангенсом кута діелектричних втрат називається відношення активної складової струму \dot{I}_a , що протікає через ізоляцію у разі прикладання до неї напруги змінного струму, до його ємнісної складової \dot{I}_C (рисунок 22,а). Цей показник прийнято виражати у відсотках

$$\operatorname{tg} \delta \% = \frac{\dot{I}_a}{\dot{I}_C} \cdot 100 . \quad (117)$$

Умови роботи ізоляції на змінному струмові є складнішими, ніж на постійному, за однакових значень напруги змінного і постійного струму.

Характер явищ, що виникають в ізоляції, яка знаходиться під напругою змінного струму, можна пояснити, скориставшись схемою заміщення ізоляції (рисунок 15).

У разі, коли до ізоляції прикладена напруга постійного струму, *в усталеному режимі* через неї протікає лише струм наскрізної провідності, тобто струм витікання $I_{вт}$. Коли ж ізоляція приєднана до джерела змінного струму, протікає ще струм геометричної ємності I_3 (струм зміщення) та струм абсорбції $I_{абс}$.

Повний струм I через ізоляцію є геометричною сумою трьох вказаних складових. З іншого боку активна складова повного струму I_a складається з $I_{вт}$ та активної складової струму абсорбції $I_{абсR}$, а ємнісна складова I_C повного струму є геометричною сумою струму заряду геометричної ємності I_3 (струму зміщення) та ємнісної складової струму абсорбції $I_{абсC}$ (див. рисунок 22,а).

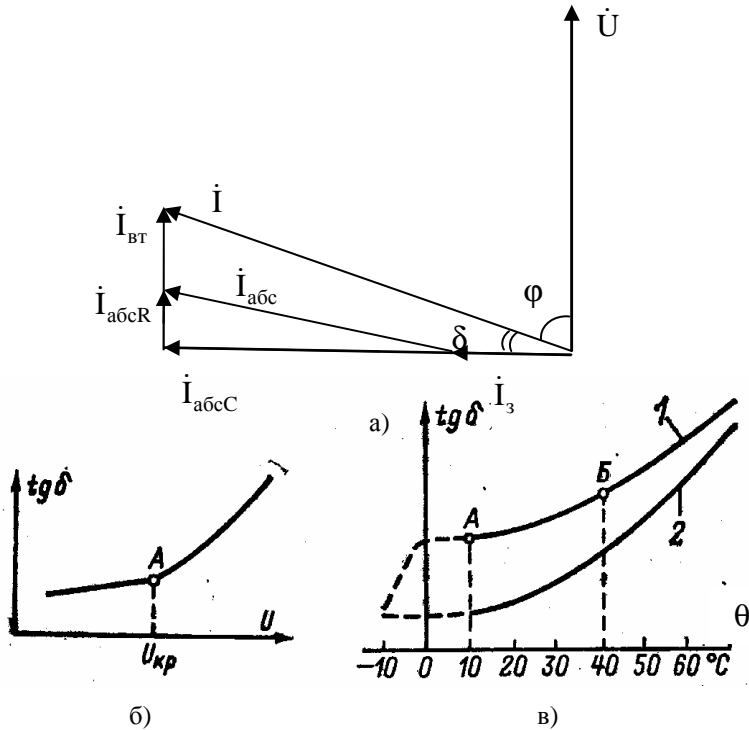


Рисунок 22 - Тангенс кута діелектричних втрат ($tg\delta$) в ізоляції:

а) векторна діаграма струмів в ізоляції;

б) графік залежності $tg\delta=f_1(U)$;

в) графік залежності $tg\delta=f_1(\theta)$:

1 – волога ізоляція;

2 – суха ізоляція

В ізоляції, до якої прикладена напруга змінного струму, виникають втрати електроенергії, що перетворюються на тепло. Потужність втрат, що носять назву діелектричних, можна визначити за виразом

$$P = U \cdot \dot{I}_a = U \cdot \dot{I} \cdot \cos\varphi = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot tg\delta = U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot tg\delta, \quad (118)$$

де U – напруга змінного струму, що прикладена до ізоляції;
 \dot{I}_a – активна складова струму через ізоляцію;
 C – ємність ізоляції;
 f – частота струму;
 ω – кутова частота струму.

Тоді тангенс кута діелектричних втрат визначається за виразом

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{P}{\omega \cdot C \cdot U^2}. \quad (119)$$

Тангенс кута діелектричних втрат є показником, що характеризує насамперед її зволоженість, незалежно від геометричних розмірів (із зміною розмірів діелектрика пропорційно змінюються і активна і реактивна складові струму, що протікає через нього). Поряд з цим $\operatorname{tg}\delta$ дозволяє оцінити надійність ізоляції щодо можливості теплового пробою та загальне її старіння.

Зволоження ізоляції та поява інших дефектів викликають зростання переважно активної складової струму, і, відповідно, тангенса кута діелектричних втрат.

Слід зазначити, що $\operatorname{tg}\delta$ у разі об'єктів із значними геометричними розмірами може бути лише показником узагальненого стану ізоляції, оскільки місцеві та зосереджені дефекти ізоляції в таких випадках вимірюванням $\operatorname{tg}\delta$ виявляються погано або взагалі не виявляються. Це можна пояснити тим, що збільшення складової I_a викликається погіршенням невеликої частини об'єму ізоляції, а ємнісна складова \dot{I}_C залишається практично незмінною і визначається усім об'ємом ізоляції. Водночас вимірюванням $\operatorname{tg}\delta$ можна виявити місцеві і зосереджені дефекти в ізоляції об'єктів відносно незначних розмірів – прохідних ізоляторів, введів, обмоток трансформаторів, силових конденсаторів, трансформаторів струму.

Під час вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ необхідно враховувати наявність електричних впливів, поверхневих забруднень та зволоження електрообладнання (особливо за сирої і туманної погоди), а та-

кож наявність заземлення металевих корпусів обладнання і металевих обмоток кабелів. Остання обставина визначає вибір схеми вимірювань.

Вимірювання $\text{tg}\delta$ рекомендується провадити для прохідних ізоляторів зі складною ізоляцією, для обмоток трансформаторів, для ізоляційних олив, для деталей вимикачів, розрядників і т.п.

$\text{tg}\delta$ в ізоляції трансформаторів та електричних машин вимірюється між кожною обмоткою та корпусом при заземлених виводах вільних обмоток.

Вимірювання $\text{tg}\delta$ провадять із застосуванням мостів змінного струму МД-16, Р595, Р571М, Р525, Р5026 та вимірювачів ємності – Е7-8, мости вмикають за нормальною схемою, якщо обидва електроди об'єкта вимірювання ізольовані від землі (рисунок 23), та за перевернутою схемою, якщо один із електродів об'єкта вимірювання заземлений (магнітопровід трансформатора, фланець вводу тощо).

В електроустановках напругою понад 1000 В для вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції застосовують як “нормальну” та “перевернуту” схеми, так і схему із заземленою діагоналлю. Схема установки для вимірювання $\text{tg}\delta$ із застосуванням моста змінного струму Р525 зображена на рисунку 24.

Для досягнення відповідної точності в схемі моста передбачений захист від впливу струмів витікання. Для цього зразковий конденсатор вмикається в міст по трьохелектродній схемі, а корпус його приєднується до загальної схеми екранування. Система екранування сполучена з заземленим полюсом джерела живлення моста. Потенціал нульової діагоналі моста приводиться до потенціалу екрана ввімкненням допоміжної захисної напруги, регульованої по фазі та по величині. В схему основного моста ця напруга передається через роздільний трансформатор напругою, що дорівнює за величиною напрузі на первинній обмотці високонвольтного трансформатора TV2 (живлення здійснюється від одних і тих же клем автотрансформатора TV1). Між середньою точкою плеча R4 та екраном ввімкнено конденсатор ємністю приблизно 500 пФ, який компенсує початкову ємність магазину

С4. Врівноваження моста здійснюється зміною опору R_3 та ємності C_4 . Під час вимірювання $\text{tg}\delta$ частота підведеної напруги не повинна відхилитися від номінальної більш ніж на $\pm 0,5$ Гц.

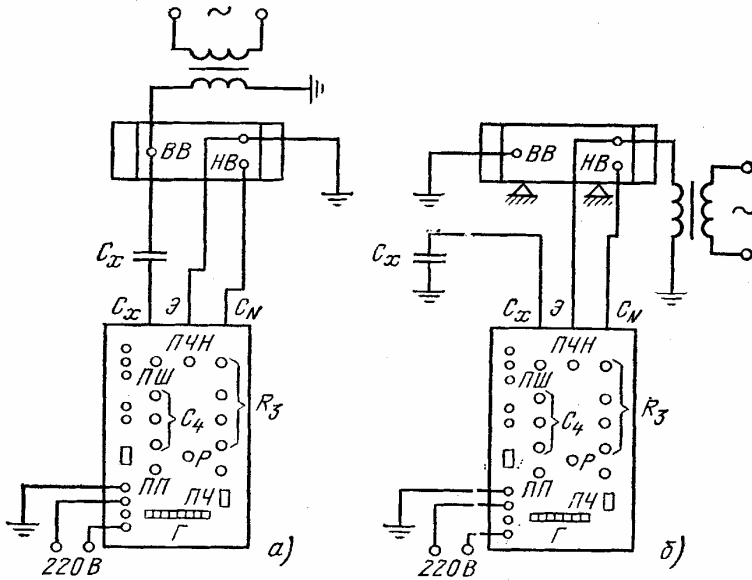


Рисунок 23 - Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ в ізоляції:

а) нормальна схема вмикання моста змінного струму МД-16 (обидва електроди об'єкта вимірювання ізольовані від землі);

б) «перевернута» схема вмикання моста змінного струму МД-16 (один із електродів об'єкта вимірювання заземлений)

Під час вимірювання тангенса кута діелектричних втрат в ізоляції електрообладнання слід одночасно вимірювати її ємність.

З метою забезпечення належної точності вимірювань міст та допоміжну апаратуру розміщують якомога ближче до об'єкта вимірювань, обов'язково обладнується переносна огорожа.

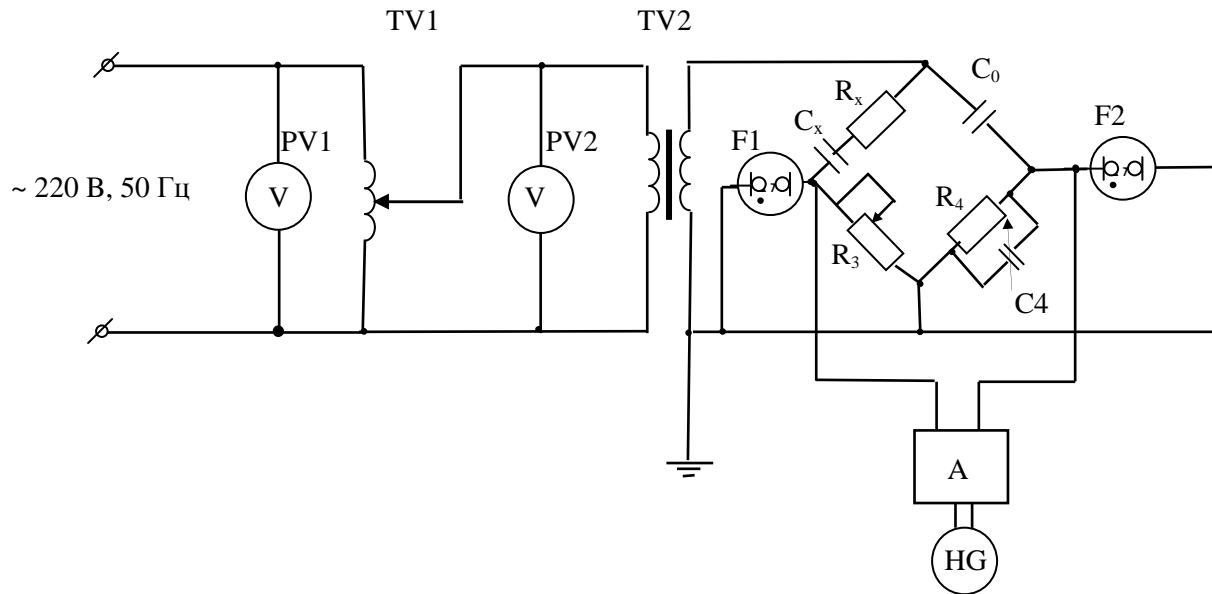


Рисунок 24 - Схема вимірювання діелектричних втрат із застосуванням моста змінного струму P525

Результати вимірювання $\text{tg}\delta$ можуть бути спотворені паразитними струмами та струмами впливів.

Перші виникають під дією напруги вимірювального пристрою і протікають через його вимірювальний елемент в об'єкт об'єкта вимірювання. Другі протікають через вимірювальний елемент внаслідок впливу частин електроустановки, що знаходяться під напругою, особливо в мережах напругою 110 кВ і вище.

Усунути певною мірою вплив вказаних струмів на покази вимірювального пристрою можна шляхом екранування його від самого об'єкта і з'єднувальних проводів та ретельним протиранням поверхонь ізоляторів і застосуванням охоронних кілець.

Поряд з цим позбавитися від похибок, викликаних струмами впливу, під час вимірювань $\text{tg}\delta$ у вводах електрообладнання на діючих станціях чи підстанціях дозволяють спеціальні методи:

- метод підбирання фази і перемикання полярності напруги, підведеної до вимірювального пристрою та полярності вимірювального елемента (гальванометра);
- метод компенсації фази напруги живлення;
- метод вимірювання $\text{tg}\delta$ при частоті випробувальної напруги, що відрізняється від частоти номінальної напруги електрообладнання.

Найпростішим, але не зовсім досконалим є перший із перелічених методів, для чого:

- до вимірювального пристрою підводять із трьох фаз мережі дві, за яких впливи будуть найменшими;
- вимірювання провадять чотири рази:
 - два рази за однієї полярності напруги живлення (прямого і зворотному напрямках струму у гальванометрі);
 - два рази як і у першому випадку, але для зміненої на 180° фази напруги живлення).

Середнє арифметичне із чотирьох вимірювань є значення $\text{tg}\delta$ в ізоляції.

Результати вимірювання $\text{tg}\delta$ залежать від температури ізоляції, і з її підвищенням значення тангенса кута діелектричних

втрат зростає. Якщо вимірювання під час випробувань на заводі-виробнику та на місці монтажу виконувалися за різних температур θ_1 і θ_2 , слід застосовувати коефіцієнт перерахунку k_θ (див. таблицю Е.5 додатку Е), який залежить від різниці температур (θ_1 і θ_2). Отримані результати вимірювань $\text{tg}\delta$ мають бути приведені до однієї температури із застосуванням коефіцієнта k_θ .

Результати вимірювань $\text{tg}\delta$ вважаються задовільними, якщо вони відповідають нормам. Норми щодо $\text{tg}\delta$ в основній ізоляції та ізоляції вимірювальних конденсаторів ввводів і прохідних ізоляторів наведені в *Нормах випробувань електрообладнання* за умови, що випробування відбувалися за температури $+20^\circ\text{C}$.

Вимірювання $\text{tg}\delta$ в обмотках трансформаторів, що знаходяться в оливі, виконується при напрузі, яка не перевищує 60%, від напруги випробування на заводі, але не нижче 10 кВ. Під час випробування трансформаторів, не заповнених оливою, напруга не повинна перевищувати 10 кВ (для обмоток з номінальною напругою 35 кВ і вище) та $0,3U_{\text{ном}}$ (для нижчих напруг).

З тим, щоб запобігти пробою ізоляції об'єкта під час вимірювання $\text{tg}\delta$, необхідно вимкнути вимірювальний пристрій (міст змінного струму) і провести її випробування підвищеною напругою на 25% відносно значення напруги, що застосовується у схемі вимірювання.

Вимірювання $\text{tg}\delta$ в ізоляції силових трансформаторів у разі сушіння без оливи провадиться за напруги не вище 220 В.

9.6 Випробування ізоляції підвищеною напругою

Випробування ізоляції електротехнічного обладнання підвищеною напругою є одним із основних заключним випробуванням і дає можливість перевірити наявність запасу електричної міцності.

Випробування провадяться переважно на змінному струмові, однак окремі види обладнання потребують застосування

установок постійного (випрямленого) струму. До того ж випробування ізоляції підвищеною напругою постійного струму дозволяє чіткіше виявити місцеві дефекти та виміряти ще один показник стану ізоляції – струми витікання.

Норми випробування електрообладнання регламентують ряд питань стосовно випробувань ізоляції обмоток електричних машин, трансформаторів і реакторів підвищеною напругою:

- мають бути випробувані по черзі кожне електричне незалежне коло чи паралельне коло;
- до і після випробувань підвищеною напругою рекомендується виміряти опір ізоляції R_{60} ;
- результати випробувань підвищеною напругою вважаються задовільними, якщо при прикладанні повної випробувальної напруги не було ковзних розрядів, поштовхів струму витікання або зростання сталого значення струму, пробіїв та перекриття ізоляції, і якщо опір ізоляції, виміряний після випробувань, залишився без змін;
- випробування напругою 1000 В промислової частоти може бути замінено вимірюванням опору ізоляції R_{60} мегаомметром на напругу 2500 В, але при випробуваннях відповідальних електричних машин та кіл релейного захисту і автоматики і у випадках, обумовлених *Нормами*, така заміна не допускається;
- під час випробувань зовнішньої ізоляції підвищеною напругою в умовах, що відрізняються від стаціонарних (температура $+20$ °С; абсолютна вологість 11 г/м³; атмосферний тиск $101,3$ кПа) значення випробувальної напруги має визначатися з урахуванням поправочного коефіцієнта на умови випробувань; як виняток регламентовані стандартами на електрообладнання особливі умови;
- випробуванню підвищеною напругою має передувати ретельний огляд і оцінка стану ізоляції іншими методами.

Випробування ізоляції підвищеною напругою змінного струму. Для проведення випробувань має бути зібрана схема (рисунок 25), яку слід перевірити до приєднання випробовувано-

го обладнання, плавно піднімаючи напругу до значення, дещо вищого випробувальної напруги $U_{\text{випр.}}$.

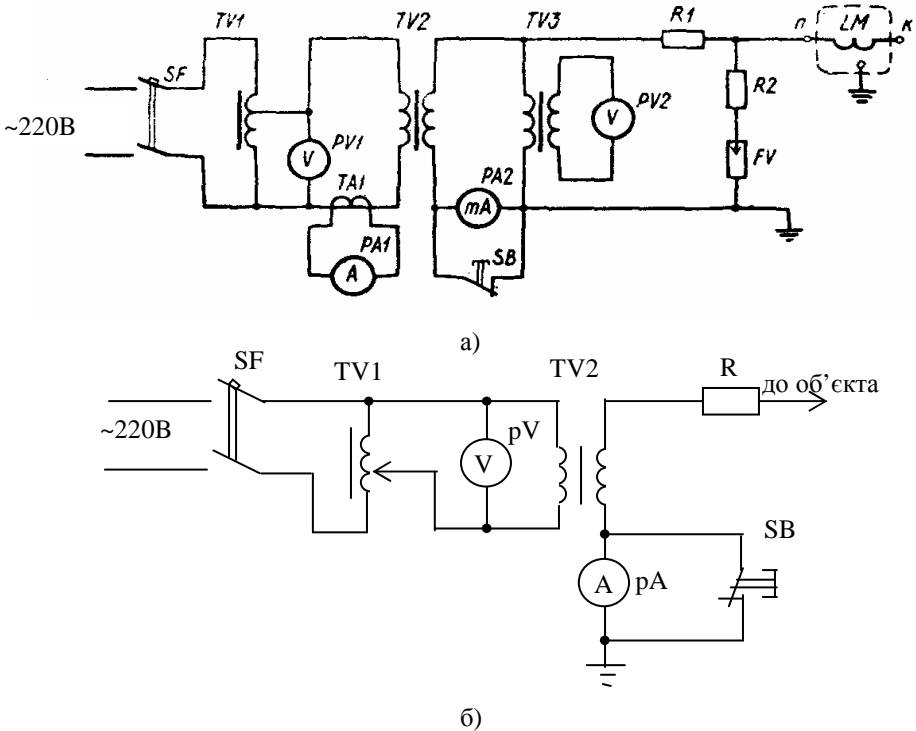


Рисунок 25 - Схеми випробувань ізоляції підвищеною напругою: а) електрообладнання напругою понад 1000 В; б) електрообладнання та кіл керування напругою до 1000 В

У разі нормальної роботи схеми, обладнання і приладів, напругу плавно знижують до нуля, установку вимикають і заземлюють з боку вищої напруги з дотриманням правил техніки безпеки. Далі до установки приєднують випробовуване обладнання, знімають заземлення і приступають до проведення ви-

пробувань за встановленою технологією. Серед її вимог зокрема є такі:

- швидкість підйому напруги не нормується до досягнення 30...40% $U_{\text{випр}}$, а потім не повинна перевищувати 2...3% за секунду;
- з досягненням нормованого для конкретного обладнання значення $U_{\text{випр}}$ його утримують протягом визначеного нормативними документами часу.

Тривалість перебування під напругою як правило становить:

- 5 хвилин для гігроскопічної ізоляції, у якої не виміряний $\text{tg}\delta$ та не визначений ступінь зволоження, з тим, щоб оцінити втрати в ізоляції за її нагрівом після випробувань;
- 1 хвилина для усіх інших видів ізоляції та гігроскопічної, у якої виміряний $\text{tg}\delta$ та визначений ступінь зволоження.

Напругу у схемі за рисунком 25 (а) вимірюють вольтметром PV1, проградуйованим за напругою з боку вищої напруги випробувального трансформатора.

Вимірювання з боку нижчої напруги забезпечити простіше, однак при цьому не можна досягти належної точності, оскільки вольтметр приєднують до обмотки нижчої напруги випробувального трансформатора, а градуують його за обмоткою вищої напруги з урахуванням коефіцієнта трансформації підвищувального трансформатора у режимі неробочого ходу або при номінальному навантаженні. Похибка у вимірюваннях є тим більшою, чим більшим є навантаження на трансформатор під час випробувань у порівнянні із навантаженням, при якому градуювався вольтметр.

Ця схема вимірювань застосовується під час випробувань підвищеною напругою окремих ізоляторів, камер КРП, електричних машин невеликої потужності та під час випробувань підвищеною напругою випрямленого струму.

Випробування потужних генераторів, електродвигунів, трансформаторів, що мають значну ємність ізоляції, потребують вимірювання напруги з боку випробовуваного об'єкта. При цьому застосовуються схеми:

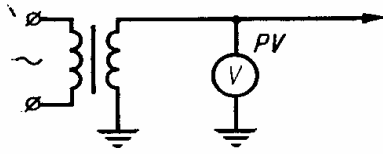
- із безпосереднім увімкненням вольтметра на повну випробувальну напругу (рисунок 26,а);
- із увімкненням вольтметра через додатковий резистор (рисунок 26,б);
- із увімкненням вольтметра через ємнісний подільник напруги (рисунок 26,в);
- із увімкненням вольтметра через трансформатор напруги (рисунок 26,г);
- із приєднанням вольтметра до частини обмотки вищої напруги випробувального трансформатора (рисунок 26,д).

Найбільшого застосування під час випробувань підвищеною напругою набули іскрові вольтметри, що являють собою кульовий розрядник. За відомими діаметрами куль, відстані між ними, роду струму випробувальної напруги та залежно від схеми увімкнення вольтметра можна визначити із застосуванням спеціальних таблиць пробивну напругу за нормальних умов. У коло іскрового вольтметра послідовно вмикають резистор (R2 на рисунку 25,а), що обмежує струм при пробіі кульового розрядника та захищає випробувальний трансформатор від перевантаження і поверхні куль від дії електричної дуги.

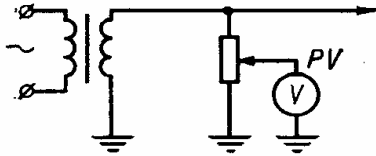
Застосовуються у складі схем випробування ізоляції підвищеною напругою також електростатичні вольтметри – С95, С502 на напругу до 3 кВ; С96, С196 – на напругу до 30 кВ та С100 на напругу до 100 кВ.

Вказані прилади забезпечують високу точність вимірювань можуть використовуватись як і при вимірюванні, так і при градуюванні вольтметрів, що вмикаються з боку нижчої напруги випробувального трансформатора. Електростатичні вольтметри вмикаються на випробувальну напругу або безпосередньо, або через ємнісний подільник напруги, який можна зібрати із підвісних ізоляторів.

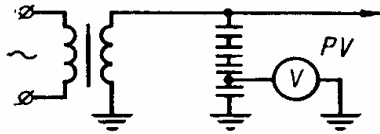
Під час випробувань ізоляції підвищеною напругою необхідно уважно стежити за випробовуваним об'єктом з безпечної відстані, причому як при світлі, так і у темряві, щоб мати чіткішу інформацію про поведінку ізоляції (зокрема перекриття).



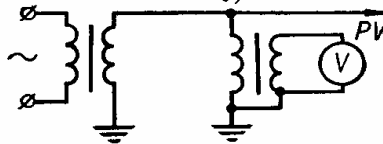
a)



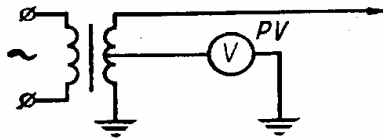
б)



в)



г)



д)

Рисунок 26 - Схеми увімкнення вольтметра для вимірювання значення випробувальної напруги:

- а) на повну випробувальну напругу;
- б) через додатковий резистор;
- в) через ємнісний подільник напруги;
- г) через трансформатор напруги;
- д) до частини обмотки вищої напруги випробувального трансформатора.

Після завершення випробування підведено до об'єкта напругу плавно знижують до 30...40% $U_{\text{випр}}$, а далі або продовжують її зниження з довільною швидкістю або ж вимикають наявним у схемі випробувань комутаційним апаратом.

Ізоляцію вважають придатною до експлуатації, якщо не виник її пробій (перекриття), не було зафіксовано порушень ізоляції за показами приладів – вольтметра і амперметра та не були помічені виділення диму і газу, значні ковзні розряди по верхні, місцеве нагрівання після завершення випробувань, а також не змінився опір ізоляції, який вимірюють після випробувань ізоляції підвищеною напругою.

Слід мати на увазі, що допускаються явища корони на струмовідних частинах або ж невеликі часткові розряди на поверхні ізоляторів.

Випробувальна напруга, значення якої регламентується нормативними документами, залежить від типу випробовуваного обладнання та його номінальної напруги.

Потужність випробувального трансформатора визначають за виразом

$$S_{\text{тр}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot 10^{-9}, \quad (120)$$

де f – частота випробувальної напруги, Гц;
 C – ємність випробовуваного об'єкта, пФ;
 U – випробувальна напруга, кВ.

Струм $I_{\text{випр}}$, А, через ізоляцію під час випробувань можна розрахувати за виразом

$$I_{\text{випр}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U \cdot 10^{-9}. \quad (121)$$

Під час випробувань ізоляції підвищеною напругою використовуються випробувальні трансформатори: - типу НОМ (100...500 кВ; 25...500 кВА); НОМ (15...35 кВ; 5...50 кВА).

Випробувальні трансформатори слід вмикати на лінійну напругу з тим, щоб запобігти появі вищих гармонік.

Як регулювальні пристрої знаходять застосування авто-трансформатори та індукційні регулятори.

Випробування ізоляції підвищеною напругою постійного (випрямленого) струму провадять за допомогою установок, до складу яких входять підвищувальний трансформатор та випрямляч (кенотронний або напівпровідниковий).

Технологія проведення випробувань загалом така, як і на змінному струмові, щоправда слід обов'язково здійснювати розрядження випробовуваного об'єкта після вимкнення випробувальної установки. Дещо більшою є тривалість випробувань напругою постійного струму – різна для різних видів обладнання.

В умовах виробництва знаходить застосування спеціалізоване обладнання для випробувань ізоляції підвищеною напругою – апарат випробування ізоляції АИИ-70М, (рисунок 27) установка Р-0,5, випробувально-пошуковий комплекс ИПК-10, лабораторії високовольтних випробувань на базі автомобілів ГАЗ – 66 або ГАЗ 3307 – ЛВИ-2, ЛВИ-3.

9.7 Вимірювання струму витікання через ізоляцію

Під час випробувань ізоляції підвищеною напругою випрямленого струму поряд із випробувальною напругою вимірюють також струм витікання. При цьому можливі два варіанти увімкнення міліамперметра:

- з боку заземлювальної частини випробовуваного об'єкта – вимірюється сума струмів витікання об'єкта та випробувальної установки; струм витікання останньої можна визначити, піднявши напругу до значення $U_{\text{випр}}$ при від'єднаному об'єкті і потім вирахувати його струм витікання;
- з боку підведення підвищеної напруги – вимірюється струм витікання лише об'єкта випробувань, але оскільки міліамперметр перебуває під повною випробувальною напругою, виникають труднощі з його ізоляцією та екрануванням.

Наведена залежність (122) має нелінійний характер у зволоженій ізоляції. Нелінійність зростає із збільшенням прикладеної напруги (рисунок 28) і пов'язана із явищем іонізації, що виникає за певного значення напруги та із різким збільшенням при цьому струму витікання.

Для побудови залежностей, наведених на рисунку 28, вимірюють струм витікання для різних значень випробувальної напруги, починаючи від найменшого значення до найбільшого, що складає повну випробувальну напругу (як правило, має бути не менше п'яти вимірів, у кожному з них ізоляція має перебувати під дією випробувальної напруги протягом 1 хвилини).

При цьому слідкують за асиметрією струмів по фазах, якщо збільшується струм витікання під час однохвилинного спостереження – дослід припиняється.

За характером зміни залежності (122) протягом часу вимірювання, за асиметрією струмів по фазах та характером їхньої зміни протягом кожного однохвилинного спостереження можна зробити висновки щодо зволоженості ізоляції та наявності дефектів. Як вже відмічалось, під час випробувань ізоляції підвищеною напругою випрямленого струму вимірюють сталі значення струму витікання (тобто після нормованої однохвилинної тривалості дослід). Під час випробувань генераторів, крім того, за характером зміни значення струму витікання протягом 1 хвилини (через 15 секунд та через 60 секунд) робиться висновок про ступінь зволоження ізоляції.

Критерієм зволоження ізоляції служить і коефіцієнт нелінійності k_U . Якщо ізоляція суха, то

$$k_U = \frac{I_{\text{найб}} \cdot U_{\text{найм}}}{I_{\text{найм}} \cdot U_{\text{найб}}} \leq 3, \quad (123)$$

де $I_{\text{найб}}, I_{\text{найм}}$ – струми витікання за напруг відповідно $U_{\text{найб}}, U_{\text{найм}}$;

$U_{\text{найб}}$ - повна випробна напруга (напруга останнього з п'яти ступенів);

$U_{\text{найм}}$ - напруга першого ступеню.

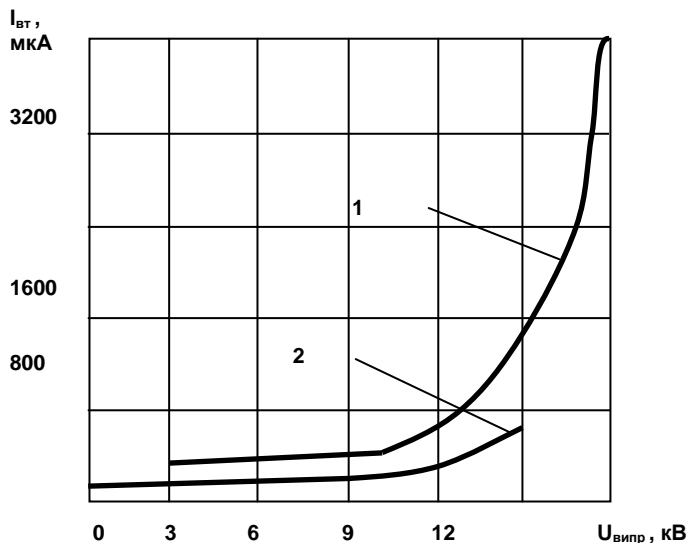


Рисунок 28 - Залежність струму витікання від прикладеної до ізоляції електродвигуна напруги: 1 – обмотки із зволоженою ізоляцією; 2 – обмотки із задовільною ізоляцією

Вимірювання струму витікання дає належні результати при класі нагрівостійкості ізоляції не нижче **B** і знаходить застосування як діагностичний метод деяких схем контролю стану ізоляції електричних машин. Одним із прикладів може бути вузол контролю ізоляції електродвигунів заглибних електронасосних агрегатів, що входить до схеми станції керування УСУЗ (рисунок 29).

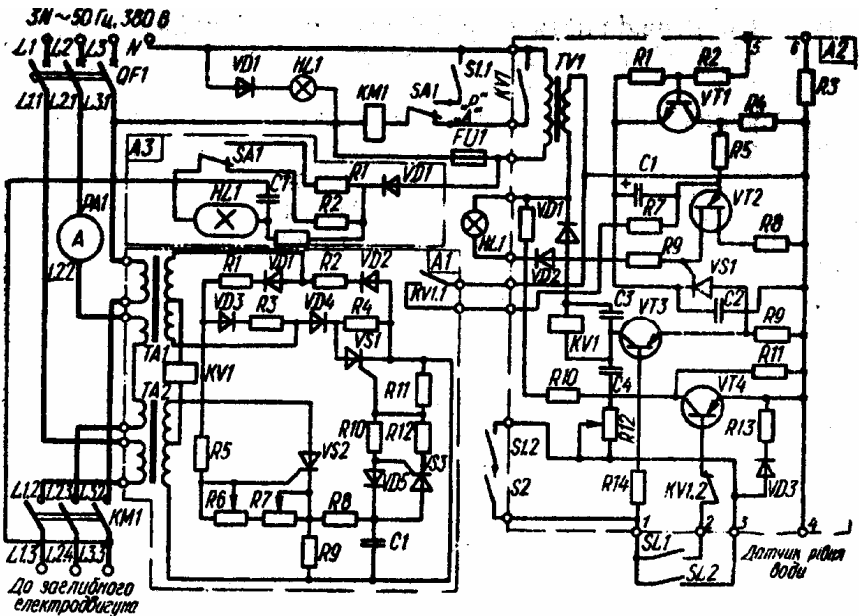


Рисунок 29 - Блок контролю ізоляції (АЗ) в схемі станції керування занурювальним електронасосним агрегатом УСУЗ

Питання для самоконтролю

1. Які процеси відбуваються в ізоляції струмовідних частин електрообладнання під дією прикладеної напруги?
2. Як виміряти опір ізоляції постійному струмові? Чому опір ізоляції вимірюють наприкінці 60-тої секунди після початку дії прикладеної напруги? Які прилади використовуються для вимірювання опору ізоляції постійному струмові?
5. Якою має бути величина постійної напруги для вимірювання опору ізоляції кіл з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу до 30 В?
6. Як залежить опір ізоляції струмовідних частин електрообладнання від температури?

7. Яке співвідношення називається коефіцієнтом абсорбції? З якою метою визначають коефіцієнт абсорбції ізоляції струмовідних частин електрообладнання?

8. Які існують ємнісні методи оцінки технічного стану ізоляції струмовідних частин електрообладнання? В чому суть методу оцінки технічного стану ізоляції „ємність-частота”?

9. Що називається кутом діелектричних втрат δ ? З якою метою визначають тангенс кута діелектричних втрат ізоляції?

10. Що необхідно виміряти до і після випробувань ізоляції струмовідних частин електрообладнання підвищеною напругою?

11. За яких умов результати випробувань ізоляції струмовідних частин електрообладнання підвищеною напругою вважаються задовільними?

12. Яким вимірюванням може бути замінене випробування ізоляції струмовідних частин електрообладнання підвищеною напругою 1000 В промислової частоти, і в яких випадках така заміна не допускається?

14. Які існують варіанти увімкнення міліамперметра для вимірювання струму витікання через ізоляцію струмовідних частин електрообладнання?

19. Яка тривалість випробування ізоляції струмовідних частин електрообладнання підвищеною напругою?

20. Як залежить струм витікання через ізоляцію струмовідних частин електрообладнання від випробувальної напруги у сухої та вологої ізоляції? Яким має бути коефіцієнт нелінійності k_U , якщо ізоляція суха?

22. За *Нормами випробування електрообладнання* під час випробування ізоляції струмовідних частин якого електрообладнання підвищеною випрямною напругою вимірюють струм витікання?

23. З якою швидкістю збільшують величину випробувальної напруги під час випробування ізоляції струмовідних частин електрообладнання?

24. Як визначити потужність випробувального трансформатора для випробування ізоляції струмовідних частин електрообладнання підвищеною напругою?

РОЗДІЛ 10

ПРИЙМАННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК*

Повністю закінчені будівництвом об'єкти, їхні черги чи пускові комплекси повинні бути прийняті в експлуатацію відповідно до вимог чинних нормативних документів. Ця вимога поширюється також на приймання в експлуатацію енергетичних установок після їхньої модернізації, реконструкції, технічного переозброєння тощо.

10.1 Приймання електроустановок в експлуатацію та допуск на їхнє підключення до електричних мереж

Приєднання нових чи реконструйованих електроустановок замовника, в тому числі когенераційних установок, до електричних мереж згідно з *Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж* та з *Правилами приєднання когенераційних установок до електричних мереж* передбачає такі етапи:

- визначення замовником проектної організації, яка розроблятиме на договірних умовах із замовником відповідну проектну документацію;
- подання замовником власнику мереж заяви про приєднання його електроустановок до електричної мережі, документів, необхідних для видачі технічних умов (ТУ) приєднання та оплата замовником вартості видачі ТУ приєднання; ;
- підготовка власником електричних мереж проекту договору про приєднання та ТУ приєднання;
- видача замовникові проекту договору про приєднання та ТУ приєднання;
- підписання сторонами договору про приєднання;

* Використані джерела [36,39-43]

- розробка та узгодження замовником (або проектною організацією на договірних умовах із замовником) проектної документації для об'єктів будівництва, реконструкції та модернізації;
- розроблення й узгодження сторонами договору про приєднання схеми передачі електричної потужності до об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України (у разі приєднання електроустановки, яка призначена для виробництва електричної енергії та паралельної роботи з ОЕС України) відповідно до умов договору про приєднання;
- оплата замовником власникові мереж вартості приєднання відповідно до умов договору про приєднання;
- будівництво та монтажно-налагоджувальні роботи;
- проведення приймально-здавальних випробувань;
- отримання допуску на підключення електроустановок замовника до електричної мережі;
- укладання договорів, передбачених Правилами користування електричною енергією;
- підключення електроустановок замовника до електричної мережі;
- забезпечення власником транзитних електроустановок їхнього оперативного-технічного обслуговування (у разі їхньої наявності).

Для отримання ТУ та проекту договору про приєднання електроустановок до електричної мережі замовник звертається до власника електричних мереж за місцем розташування його електроустановок із заявою про приєднання.

У заяві на приєднання електроустановок *юридичної особи або фізичної особи – суб'єкта підприємницької діяльності* мають бути такі дані:

- сфера діяльності, місцезнаходження та банківські реквізити замовника;
- назва об'єкта та його місцезнаходження, мета отримання ТУ приєднання (будівництво, реконструкція, модерніза-

ція, зміна категорії надійності електрозабезпечення, збільшення потужності).

До заяви додаються:

- квитанція про сплату вартості видачі ТУ;
- підписаний замовником та проектувальною організацією Опитувальний лист для юридичних осіб та фізичних осіб – підприємців, складений за типовою формою;
- ситуаційний план із зазначенням місця розташування електроустановок;
- копія дозволу, отриманого в установленому порядку на проектно-вишукувальні роботи на певній ділянці;
- копія документа, який підтверджує право власності на цей об'єкт та право власності чи використання земельної ділянки під будівництво або реконструкцію чи модернізацію об'єкта;
- копія належним чином оформленої довіреності на право укладати договори особі, яка уповноважена підписувати договори.

У заяві на приєднання електроустановок *фізичних осіб* (населення) мають бути наведені такі дані:

- назва об'єкта та його місцезнаходження, паспортні дані замовника;
- мета отримання ТУ приєднання (будівництво, реконструкція, модернізація, зміна категорії надійності електрозабезпечення, збільшення потужності).

До заяви додаються:

- квитанція про сплату вартості видачі ТУ;
- підписаний замовником Опитувальний лист для населення, складений за типовою формою, в якому зазначаються відомості про параметри об'єкта замовника;
- копія свідоцтва про право власності або іншого документа, який підтверджує право власності або користування об'єктом.

Після подання замовником заяви про приєднання його електроустановок власник електромереж має не пізніше ніж через 15 робочих днів надати проект договору про приєднання та ТУ.

ТУ приєднання нових електроустановок, збільшення електричної потужності або зміни вимог до надійності електропостачання споживачів видаються власником електричних мереж.

ТУ на підключення електроустановок *юридичних осіб та фізичних осіб – суб'єктів підприємницької діяльності* складаються за типовою формою (див. додаток Ж).

Виконання ТУ є обов'язковим для всіх споживачів і проектних організацій, що виконують проект електропостачання.

До початку будівельно-монтажних робіт замовник за участю проектної організації подає проектну документацію електрозабезпечення електроустановок для узгодження власникові електромереж, який протягом п'ятнадцяти робочих днів має перевірити відповідність прийнятих проектних рішень ТУ і має надати замовнику лист із зауваженнями та рекомендаціями щодо доопрацювання проектної документації або узгодити її із зауваженнями

Якщо у проектній документації буде виявлено відхилення від вимог ТУ або чинних нормативних документів споживача попереджують листом про обґрунтовану відмову у погодженні проекту та необхідність внесення проектною організацією змін і доповнень для повторного погодження. У разі додаткової перевірки термін розгляду проекту може бути продовжений до 1 місяця.

Тимчасове електрозабезпечення струмоприймачів від мереж електропередавальної організації, які планується використати для будівництва (реконструкції чи модернізації) електроустановок, у тому числі будівельно-монтажних, налагоджувальних, випробувальних та інших робіт, пов'язаних з виконанням ТУ приєднання та договору про приєднання електроустановок замовника до електричної мережі, виконується на підставі договору про постачання електричної енергії між підрядником з будівництва і відповідним постачальником електричної енергії. Термін підготовки власником електромереж проекту договору електро-

постачання будівельних електроприймачів має не перевищувати 15 днів з дня отримання відповідної заяви від підрядної організації (або замовника, якщо він має право виконувати вказані роботи самостійно). Невід'ємною частиною цього договору є ТУ на тимчасове приєднання будівельних електроприймачів до електричної мережі, які видаються в установленому порядку.

Термін дії договору про приєднання електроустановок до електричних мереж (відповідно і термін дії ТУ – як додатку до цього договору) визначається нормативами часу на проектування, будівництво чи реконструкцію об'єкта з урахуванням часу на виконання приймально-здавальних робіт та отримання акта-допуску на підключення електроустановок замовника до електричної мережі.

Монтажно-налагоджувальні роботи виконуються за договором з замовником спеціалізованими підприємствами або самим замовником за умови наявності необхідного матеріально-технічного забезпечення і відповідної кваліфікації персоналу.

Енергетичне обладнання, конструкції, комплектувальні деталі, вузли вітчизняного та іноземного виробництва мають відповідати вимогам чинних нормативних документів України. Енергетичне обладнання, що підлягає обов'язковій сертифікації, має супроводжуватися сертифікатом відповідності або свідоцтвом при визнанні іноземного сертифікату згідно з Державною системою сертифікації УкрСЕПРО.

У разі постачання енергетичного обладнання з-за кордону замовник має отримати сертифікат відповідності *до укладання контракту* на його поставку.

Можливі відхилення від нормативної документації мають бути узгоджені з представниками Держстандарту України, Держнаглядохоронпраці України та замовником *до укладання контракту* на їхню поставку. Копії погоджень і сертифікати додаються до паспорту енергетичного обладнання.

Експлуатаційна документація (паспорт, інструкція та ін.), що поставляється з енергетичним обладнанням, повинна мати переклад українською (або також й російською) мовою.

Монтажно-налагоджувальні роботи мають виконуватися відповідно до ТУ на приєднання, узгодженої проектної документації, ПУЕ, ПБЕ та інших нормативних документів.

На період будівельно-монтажних та пусконалагоджувальних робіт замовник (споживач) здійснює кваліфікований технічний нагляд і проводить проміжні приймання вузлів обладнання і споруд, у тому числі прихованих робіт.

Перед початком проведення пусконалагоджувальних робіт з одночасною подачею напруги живлення за тимчасовими схемами замовник, як правило, установлює тимчасовий експлуатаційний режим обслуговування електроустановок оперативним персоналом.

Після закінчення усіх будівельних та монтажних робіт за проектними схемами підрядчиком виконуються пусконалагоджувальні роботи. Потім провадяться приймально-здавальні випробування (за винятком проміжного прийняття вузлів обладнання і споруд, в тому числі прихованих робіт, коли також необхідно провадити приймально-здавальні випробування). Метою приймально-здавальних випробувань є перевірка відповідності монтажу, налагодження електроустановок нормативним документам, показників електроустановок показникам, зазначеним в паспортних даних, в протоколах попередніх випробувань (зокрема, на заводі-виробнику).

Норми приймально-здавальних випробувань наведені в ПУЕ та ГKD 34.20.302-2002. *Норми випробування електрообладнання* (з позначкою П).

Перед прийманням електроустановок в експлуатацію повинні бути проведені:

- індивідуальні випробування обладнання і функціональні випробування окремих систем (індивідуальні пуски);
- комплексне випробування обладнання.

Перед індивідуальними і функціональними випробуваннями повинно бути перевірене виконання вимог і положень ПТЕ, державних будівельних норм, стандартів, норм технологічного проектування, Правил державного нагляду, ПУЕ, правил та норм з охорони праці і промислової санітарії, правил вибухо-

і пожежобезпеки, вказівок заводів-виробників, інструкцій з монтажу устаткування тощо.

Для приймально-здавальних випробувань дозволяється подання напруги на електроустановки, якщо укладений договір про тимчасове електропостачання.

Індивідуальні та функціональні випробування обладнання й окремих систем проводить генеральний підрядник із залученням персоналу замовника, монтажних і пусконаладжувальних організацій за проектними схемами після закінчення всіх будівельних, монтажних і налагоджувальних робіт.

Комплексне випробування організує і проводить замовник. Під час комплексного випробування повинна бути перевірена спільна робота основних агрегатів, технологічних схем і всього допоміжного обладнання під навантаженням та безпечність їх експлуатації.

Початком комплексного випробування електроустановки вважається момент увімкнення її в мережу або під навантаження.

Комплексне випробування передбачає увімкнення в роботу та налагодження контрольно-вимірювальних приладів, блокувань, пристроїв сигналізації та дистанційного керування, захисту та автоматичного регулювання.

Комплексні випробування вважаються проведеними за умови нормальної і безперервної роботи основного і допоміжного обладнання протягом 72 годин, а ліній електропередавання - протягом 24 годин.

Дефекти й недоробки, допущені в ході будівництва та монтажу, а також дефекти обладнання, виявлені під час випробувань, повинні бути усунені відповідно будівельними, монтажними, пусконаладжувальними організаціями та заводами-виробниками до приймання електроустановок в експлуатацію.

Приймання електроустановок в експлуатацію з дефектами та недоробками забороняється.

Приймання електроустановок від будівельної та монтажної-налагоджувальної організацій здійснюється споживачем за актом, додатком якого є всі протоколи випробувань, акти усунення дефектів, протоколи повторних випробувань.

Допуск на підключення електроустановок інженерного електрозабезпечення об'єкта замовника здійснює організація, яка видала ТУ, під час огляду цих електроустановок у складі робочої комісії. Допуск на підключення електроустановок, призначених для виробництва електроенергії, здійснює державна технічна комісія у встановленому законодавством порядку. До її скликання створюється робоча комісія, до складу якої включаються представники замовника, власника електромереж та відповідної регіональної інспекції Держенергонагляду. *Акт допуску на підключення електроустановки* (об'єкта) до електричної мережі або акт технічної комісії про готовність електроустановки до прийняття в експлуатацію оформляється у разі позитивних результатів приймально-здавальних випробувань електроустановки.

Для оформлення акту допуску замовник звертається до власника електричних мереж із заявою про проведення технічного огляду та допуску на підключення електроустановок до електричної мережі (див. додаток Ж). До заяви додаються такі документи:

- ТУ приєднання електроустановок та довідка про їх виконання організації, яка видала ТУ;
 - погоджена проектна документація;
 - однолінійна схема електрозабезпечення електроустановок;
 - акт розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін;
 - відомості про встановлені та змонтовані засоби обліку електроенергії, а в разі встановлення засобів диференційного обліку електроенергії та локального устаткування збору і обробки даних - протоколи їх параметризації у вигляді таблиці „Перелік засобів обліку електроенергії”.
- Додатково юридичні особи та фізичні особи (крім населення) надають:
- приймально-здавальний акт між будівельно-монтажною і налагоджувальною організацією та замовником;

- протокол перевірки знань та наказ про призначення особи, відповідальної за електрогосподарство, або договір на обслуговування електроустановок організацією, яка має право на виконання таких робіт;
- список осіб оперативного та оперативно-ремонтного персоналу, яким дозволяється від імені споживача давати заявки на відключення та підключення електроустановок, вести оперативні переговори та записи;
- виконавчі схеми, акти на приховані роботи;
- документація в залежності від типу обладнання, яке допускається до підключення, згідно з Нормами приймально-здавальних випробувань.

Зауваження щодо наданої документації письмово надаються замовнику протягом 5 робочих днів з дня прийняття заяви. Після цього узгоджується дата та час технічного обстеження електроустановок.

Технічний огляд електроустановок проводиться робочою комісією за участі особи, відповідальної за електрогосподарство замовника, протягом 5 робочих днів з дня розгляду заяви. Робоча комісія перевіряє відповідність спорудження електроустановок замовника затвердженій проектній документації. Після розгляду наданої документації, обстеження електроустановок та комплексного випробування складається акт допуску на підключення до електричної мережі електроустановок, де міститься висновок про відповідність будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт затвердженій проектній документації та про можливість підключення електроустановок до електричної мережі. До акта додається складена власником електромереж однопілляна схема інженерного електрозабезпечення із зазначенням основних параметрів мережі та обладнання, яка підписується замовником. Акт допуску оформляється у двох примірниках: один залишається у замовника, другий – у структурному підрозділі установи, яка проводила допуск.

У разі неготовності електроустановок власник електромереж разом з замовником складають акт, в якому зазначається перелік недоліків з посиланням на конкретні пункти норм і пра-

вил, проектної документації, які порушені. Замовник зобов'язаний усунути виявлені при обстеженні порушення. Після цього електроустановки підлягають повторному обстеженню.

Підключення електроустановок замовника до електричної мережі проводиться відповідно до умов договору про приєднання протягом 5 робочих днів після виконання таких вимог:

- схема електрозабезпечення і електроустановки замовника, схема розрахункового обліку електричної енергії відповідають вимогам чинних нормативних документів, ТУ, проектній документації та всім узгодженням, що були зроблені в установленому порядку;
- виконавча, технічна, приймально-здавальна документація надана замовником у повному обсязі і відповідає вимогам нормативних документів;
- оформлено допуск на підключення електроустановок інженерного електрозабезпечення об'єкта;
- замовником сплачена визначена договором вартість послуг приєднання та підключення;
- укладений договір про постачання електричної енергії та (або) інші договори, що передбачені Правилами користування електричною енергією;
- установлені та перевірені засоби розрахункового (комерційного) обліку;
- у замовника є оперативний та оперативно-ремонтний персонал та особа, відповідальна за електрогосподарство, або укладений договір про обслуговування електроустановок замовника з організаціями або фізичними особами, які атестовані, пройшли навчання, перевірку знань та мають право на виконання таких робіт.

Після отримання акта допуску на підключення електроустановок до електричної мережі подається напруга на електроустановки (не пізніше ніж через 5 робочих днів).

Підключення до електричної мережі електроустановок та об'єктів, які протягом місяця були знеструмлені, здійснюється після технічного огляду і оформлення акта допуску на підключення.

чення електроустановок до електричної мережі в установленому порядку.

Постачання електричної енергії для забезпечення потреб електроустановок здійснюється на підставі договору про постачання електричної енергії, що укладається між власником цих електроустановок та постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, або договору про купівлю-продаж електричної енергії, що укладається між власником цих електроустановок та постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом.

В *типовому договорі* про постачання електричної енергії обумовлюються взаємовідносини сторін договору:

- предмет договору;
- зобов'язання сторін;
- права сторін;
- відповідальність сторін;
- порядок визначення та узгодження договірних величин споживання електричної енергії та потужності;
- порядок обмеження та припинення електропостачання;
- облік електричної енергії та порядок розрахунків;
- відносини із третьою стороною, об'єктивно присутньою у процесі забезпечення споживача електричною енергією;
- інші умови;
- місцезнаходження та банківські реквізити сторін.

До кожного з договорів, що укладаються для користування електричною енергією, додається акт балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін, де фіксується *межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією за стан і обслуговування електроустановок.*

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією за технічний стан і обслуговування електроустановок напругою до 1000 В встановлюється:

- при повітряному відгалуженні – у точці кріплення проводів лінії електропередачі до перших ізоляторів на бу-

дівлі або на трубостояку, або на ввідних клемах першого комутаційного апарата, встановленого на ввідному пристрої будівлі споживача;

- при кабельному вводі - на наконечниках кабеля живлення, приєднаних до ввідних клем першого комутаційного апарата, встановленого у ввідному пристрої будівлі споживача.

Відповідальність за технічний стан контактних з'єднань на межі балансової належності та на межі експлуатаційної відповідальності електромережі в будинках, що належать житловим організаціям, установам та іншим невірорбничим споживачам, несе електропередавальна організація.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією за технічний стан і обслуговування електроустановок напругою 1000 В і вище встановлюється:

- на з'єднувачі прохідного ізолятора повітряної лінії із зовнішньої сторони закритих розподільчих пристроїв або на виході проводу з натяжного затискача порталльної відтяжної гірлянди ізоляторів відкритих розподільчих пристроїв;
- на наконечниках кабельних або повітряних вводів живильних чи розподільчих ліній.

Відповідальність за технічний стан зазначених в обох випадках з'єднань несе організація, яка експлуатує підстанції або розподільчі пристрої.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем - фізичною особою (власником) багатоквартирних будинків та власником електричних мереж за технічний стан і обслуговування суміжних електроустановок встановлюється:

- для квартир багатопверхових будинків - на відхідних клемах розрахункових засобів обліку поверхових або квартирних електрощитків або ввідних клемах комутаційних апаратів, якщо останні встановлені всередині квартири;
- для індивідуальних будинків:

у разі відгалуження від лінії електропередачі неізольованим проводом – у точці кріплення проводів лінії електропередачі до перших ізоляторів на будівлі або на трубостояку (при повітряному вводі);

у разі кабельного вводу або використання ізольованого проводу при відгалудженні від лінії електропередачі – на кінцях кабелю живлення або ізольованого проводу на ввідному пристрої будівлі, або на вихідних клеммах розрахункового засобу обліку, якщо ввідно-розподільний пристрій та засіб обліку розміщені ззовні будівлі.

Відповідальність за технічний стан контактних з'єднань на межі експлуатаційної відповідальності та на вхідних і вихідних клеммах опломбованих розрахункових засобів обліку несе електропередавальна організація.

Може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв РЗА і зв'язку.

10.2 Допуск до експлуатації теплових установок та мереж

Допуск до експлуатації - оформлена органами Державного енергетичного нагляду актом установленого зразка подія, що фіксує готовність теплових мереж, теплопостачальних установок і вузлів обліку теплової енергії до експлуатації. Допуск до експлуатації здійснюється відповідно до вимог *Правил користування тепловою енергією*.

Для приєднання споживача до теплових мереж енергопостачальної організації, зміни виду теплоносія або значень параметрів теплоносія чи зміни кількості спожитої теплоенергії на діючих об'єктах він повинен подати заявку енергопостачальній організації про видачу *технічних умов* (ТУ).

Енергопостачальна організація після одержання *заявки* від замовника, на основі затвердженої схеми теплопостачання або техніко-економічного обґрунтування розвитку системи теплопостачання міста (населеного пункту) та за наявності технічної

можливості *видає у двотижневий термін ТУ* на теплопостачання об'єктів (підприємств, будівель, споруд, частин забудови, окремих виробництв, які будуються заново або реконструюються). За відсутності технічної можливості підключення додаткового теплового навантаження споживача (за умови повного використання потужності теплоджерела або пропускної спроможності мереж) енергопостачальна організація *видає у двотижневий термін попередні ТУ* теплопостачання об'єктів, за якими виконуються техніко-економічні порівняння варіантів їхнього розміщення на різних майданчиках, або техніко-економічні розрахунки використання альтернативних джерел тепла, розширення або реконструкції теплоджерел і теплових мереж.

У разі реконструкції або розширення теплоспоживчих установок і систем теплоспоживання споживача, які потребують зміни кількості спожитої енергії, споживач повинен одержати від енергопостачальної організації ТУ на приєднання їх до теплових мереж.

Розгляд попередніх ТУ і намічених рішень щодо теплопостачання нових або діючих об'єктів виконується енергопостачальною організацією і відображається на титульному аркуші проекту (техніко-економічного обґрунтування).

При складанні ТУ на приєднання об'єкта до мереж енергопостачальної організації мають бути визначені:

- джерело теплопостачання й місце приєднання до теплових мереж;
- теплові навантаження установок споживача, які приєднуються (максимальні та середні теплові потоки), із зазначенням видів теплоносія (гаряча вода, пара) та розподілом за видами теплоспоживання (опалення, вентиляція, кондиціонування повітря, гаряче теплопостачання, технології) з урахуванням перспективних навантажень;
- параметри теплоносія, гідравлічний режим в місці приєднання до теплової мережі з урахуванням зростання теплових навантажень у системі теплопостачання (тиск, зокрема статичний), температура теплоносія, а для води в тепломережі - також метод та графік центрального регулювання подачі тепла в систему теплопостачання;

- обґрунтовані вимоги щодо збільшення пропускної спроможності діючих мереж, потужності теплогенератора, а також розширення або реконструкції установок для хімічного очищення та очищення конденсату теплового джерела;
- кількість, якість, режим відкачування конденсату, що повертається, вимоги до його очищення споживачем;
- необхідність використання вторинних енергоресурсів на підприємстві;
- необхідність будівництва резервного джерела тепла або резервної тепломагістралі з урахуванням підвищення надійності теплопостачання об'єкта;
- вимоги до обліку теплової енергії, встановлених контрольно-вимірювальних приладів та диспетчеризації.

Енергопостачальна організація видає ТУ на встановлення тільки побудинкових приладів обліку.

Виконання ТУ, визначених енергопостачальною організацією, є обов'язковим для усіх замовників і проектних організацій.

Після закінчення терміну дії ТУ замовник повинен оформити в енергопостачальній організації продовження терміну, якщо він закінчується до реального завершення будівництва об'єкта. Якщо замовник завчасно не звернувся до енергопостачальної організації протягом періоду дії ТУ з мотивованою заявою про їх продовження, то ці ТУ втрачають силу (анулюються).

В окремих випадках, коли під час проектування об'єктів виникає потреба часткового відхилення від ТУ, ці відхилення мають бути узгоджені замовником або за його письмовим дорученням - проектною організацією з енергопостачальною організацією, яка видала ТУ. Обов'язковому розгляду енергопостачальною організацією підлягають робочі проекти тих елементів систем теплопостачання, які перебувають на її балансі (джерела тепла, магістральні та розподільчі теплові мережі, насосні станції, теплофікаційні камери і павільйони тощо) або ті елементи системи теплопостачання, які після закінчення будівництва передаватимуться на баланс і в експлуатацію енергопостачальній

організації. Сюди ж відносяться також проектні рішення стосовно теплових мереж і обладнання теплових пунктів, приладів обліку тепла і контролю витрат теплоносія споживачем, від якості роботи яких залежить надійність і техніко-економічні показники роботи систем теплопостачання.

Послуги енергопостачальної організації на видачу ТУ і дозволу мають бути оплачені замовником (споживачем) згідно з калькуляцією затрат на виконані роботи.

Замовник (споживач) за участю проектної організації подає в енергопостачальну організацію, до початку будівельних робіт на об'єкті, робочі креслення відповідних розділів проекту (робочого проекту) об'єкта. Енергопостачальна організація в двотижневий термін перевіряє відповідність прийнятих проектних рішень ТУ і видає дозвіл на приєднання до теплових мереж. В окремих випадках, коли потрібна додаткова перевірка, термін розгляду проектної документації може бути збільшений до одного місяця. У тих випадках, коли в розглянутій проектній документації будуть виявлені порушення вимог ТУ, споживачеві надсилається лист з обґрунтуванням відмови в дозволі на приєднання об'єкта до мереж енергопостачальної організації. Після видачі дозволу на приєднання до теплових мереж - два примірники проекту передаються енергопостачальній організації безкоштовно.

Споживач зобов'язаний укласти з енергопостачальною організацією договір про користування тепловою енергією до початку приєднання його до теплових мереж.

Приєднання споживача до діючих теплових мереж енергопостачальної організації (врізка) виконується силами останньої за рахунок споживача. З дозволу чи за погодженням з енергопостачальної організації приєднання може виконуватися замовником. Улаштування нових, розширення і реконструкція діючих теплоспоживальних установок споживача виконується силами й за рахунок споживача. Витрати на злив теплоносія та наповнення ним систем теплопостачання в разі нового підключення або реконструкції покладаються на споживача.

За резервування потужності на термін більший за зазначений в ТУ нормативний, споживач повинен компенсувати збитки

за недовантаження джерела тепла відповідно до затвердженої калькуляції енергопостачальної організації.

Участь у розвитку систем теплопостачання енергопостачальних організацій визначається спільно з органами місцевого самоврядування і оформляється договором між замовником і енергопостачальною організацією.

Усі нові, реконструйовані, технічно переоснащені системи теплоспоживання, які приєднуються до теплової мережі, мають бути виконані згідно з проектною документацією, будівельними нормами і правилами, іншими нормативними документами, відповідати вимогам *ПТЕ ТБУ і ТМ, Правил користування тепловою енергією*, а також бути забезпечені технічною і приймально-здавальною документацією.

До пуску в експлуатацію систем теплоспоживання вони повинні пройти *приймально-здавальні випробовування* та бути прийняті замовником за участю енергопостачальної організації згідно з вимогами нормативних документів та з оформленням відповідного акта. Після цього споживач повинен передати енергопостачальній організації проектну, виконавчу, приймально-здавальну документацію.

Для проведення *пусконаладжувальних робіт* за заявкою споживача енергопостачальна організація вмикає систему теплоспоживання на заявлений термін із укладенням *тимчасового договору про теплопостачання*.

Нові та реконструйовані системи теплоспоживання перед введенням в експлуатацію мають бути пред'явлені замовником відповідним органам Держенергонагляду та енергопостачальній організації.

Допуск системи теплоспоживання до експлуатації можливий лише за наявності підготовленого персоналу, який пройшов атестацію, і призначення особи, відповідальної за теплове господарство.

У разі виявлення Держенергонаглядом або енергопостачальною організацією недоліків у монтажі в системах теплоспоживання споживачів; невиконання умов теплопостачання, обумовлених у договорі, проекті; порушень у виконанні виданих ТУ, а також нормативних документів - допуск системи тепло-

споживання до експлуатації можливий лише за умов усунення всіх недоліків, зазначених у приписі Держенергонагляду. У разі невиконання припису повторний допуск проводиться за окремою оплатою згідно з калькуляцією затрат.

Енергопостачальна організація видає споживачеві дозвіл на введення систем тепlopостачання в експлуатацію після прийняття об'єкта державною (робочою) комісією, одержання акта-допуску в органах Держенергонагляду та за наявності договору про користування тепловою енергією з передачею виконавчої документації енергопостачальній організації.

Системи теплоспоживання споживачів повинні бути забезпечені необхідними приладами регулювання параметрів теплоносія, розрахунковими (комерційними) приладами обліку витрат теплової енергії та контролю її якості. Прилади обліку повинні бути встановлені згідно з нормативними документами, затвердженими в установленому порядку для кожного типу приладу.

Вибір і монтаж устаткування вузла обліку виконується на підставі проекту, розробленого відповідно до вимог чинних нормативно-технічних документів та погодженого з енергопостачальною організацією. Після монтажу приладів обліку енергопостачальна організація та споживачі складають акт прийняття вузла обліку в експлуатацію.

Підключення до теплових мереж енергопостачальної організації перепродавців, споживачів (у т.ч. виконавців комунальних послуг) без приладів обліку витрат теплової енергії не допускається. Зазначена вимога поширюється на всі заново споруджувані теплові мережі й теплоспоживчі установки. Як виняток, можливе тимчасове, на термін до 6 місяців, підключення теплових мереж і установок споживача без приладів обліку.

Розрахункові (комерційні) прилади обліку витрат теплової енергії для розрахунків за теплову енергію між енергопостачальною організацією та споживачем повинен придбати споживач. За узгодженням між споживачем і енергопостачальною організацією прилади обліку можуть бути передані на обслуговування енергопостачальній організації за окремим договором.

Облік кількості відпущеної теплової енергії, витрат і значень параметрів теплоносія, якості теплової енергії повинен виконуватися на межі балансової належності теплових мереж енергопостачальної організації і споживача або в іншій точці обліку за домовленістю сторін. Застосовуються лише ті розрахунки, які виконані за показаннями приладів обліку, позначених тавром державного метрологічного контролю, за умови, що термін дії метрологічної перевірки не скінчився.

За межу балансової та експлуатаційної відповідальності між енергопостачальною організацією та споживачем береться зовнішня поверхня стіни теплової камери в бік споживача, в якій встановлені засувки на відгалуження до споживача по ходу гарячого теплоносія, які належать енергопостачальній організації (у разі влаштування наземної та естакадної прокладки зовнішньої тепломережі - 500 мм після засувки в бік споживача).

Щорічно, перед початком опалюваного періоду, у разі відсутності зауважень до вузла обліку, енергопостачальна організація видає споживачу акт про готовність приладів до періоду опалення (див. додаток Ж).

10.3 Приєднання споживачів природного газу до магістральних газопроводів (відводів) та газових мереж населених пунктів

Приєднання газоспоживаючих підприємств і обладнання до газових мереж здійснюється відповідно до чинних законодавчих та нормативних актів. У роботі державних, робочих комісій з приєднання підприємств і обладнання до газових мереж, а також до пуску їх в промислову експлуатацію беруть участь представники Державної газінспекції з ефективного використання газу, які дають оформлений відповідним актом технічний висновок про відповідність і готовність змонтованого обладнання до ефективного використання природного газу.

Спеціалізовані монтажно-налагоджувальні організації і налагоджувальні підрозділи підприємств, які виконують налагоджувальні роботи на газоспоживчому обладнанні, повинні заре-

еструватися в органах Державної газінспекції в існуючому порядку і одержати від них висновок про готовність виконання ними налагоджувальних робіт, необхідних для ефективного використання природного газу на газоспоживчому обладнанні підприємства.

У налагоджувальні роботи газоспоживчого обладнання обов'язково повинен бути включений комплекс робіт по налагодженню системи автоматичного регулювання, теплоутилізаційного устаткування, допоміжного обладнання (для котельних - обладнання по хімводопідготовці), визначенню еколого-теплотехнічних характеристик газоспоживчого обладнання, виконанню комплексної інвентаризації шкідливих викидів у атмосферу.

На підставі результатів проведеної роботи налагоджувальна організація видає режимні карти з графіками роботи обладнання по запроваджених формах.

За результатами налагоджувальних робіт налагоджувальні організації складають технічний звіт, у якому вказують усі показники, що впливають на ефективне використання природного газу у різних режимах роботи газовикористовуючого обладнання, та обґрунтовані питомі норми витрати палива на одиницю виробленої продукції, а також еколого-теплотехнічні характеристики газоспоживчого обладнання і комплексної інвентаризації шкідливих викидів у атмосферу.

Перевірка якості закінчених налагоджувальних робіт у частині раціонального й ефективного використання природного газу оформлюється актом, який підписують керівники підприємств, де проводились налагоджувальні роботи, представник Державної газінспекції і представник налагоджувальної організації, яка виконувала налагоджувальні роботи. Акт подається на розгляд державної робочої комісії по прийманню газоспоживчого обладнання в експлуатацію.

Після неодноразового неякісного виконання налагоджувальних робіт налагоджувальною організацією Державна газінспекція дає висновок в органи Держкомохоронпраці про припинення дії дозволу на право виконання нею налагоджувальних робіт.

Питання для самоконтролю

1. Які основні етапи приєднання нових чи реконструйованих електроустановок замовника до електричних мереж?
2. Яка інформація має бути в технічних умовах приєднання електроустановок замовника до електричних мереж?
3. Які умови проведення комплексного випробування основного і допоміжного електрообладнання, ліній електропередавання?
4. Що обумовлюється в типовому договорі про постачання електричної енергії?
5. В якому документі фіксується межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією за стан і обслуговування електроустановок?
6. Де встановлюється межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією за технічний стан і обслуговування електроустановок напругою до 1000 В, понад 1000 В?
7. В чому полягає допуск до експлуатації теплових мереж та теплопостачальних установок?
8. Яка інформація має бути в технічних умовах приєднання споживача до теплових мереж енергопостачальної організації, зміни виду теплоносія або значень параметрів теплоносія чи зміни кількості спожитої теплоенергії на діючих об'єктах?
9. Де встановлюється межа балансової та експлуатаційної відповідальності між енергопостачальною організацією та споживачем теплової енергії?
10. Як оформлюється перевірка якості закінчених налагоджувальних робіт стосовно раціонального й ефективного використання природного газу?

РОЗДІЛ 11

ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

11.1 Види та методи технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання

11.1.1 Ретроспектива виникнення і розвитку систем технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання

Поняття „ремонт” виникло одночасно з поняттями „засоби праці”, „механізми”, „машини”. Науково-технічний прогрес зумовив вдосконалення виробничих процесів і технологічного обладнання та вдосконалення засобів і методів технічного обслуговування та ремонту. Для цього необхідні були, одночасно з розвитком засобів та методів ремонту, ще і збирання, класифікація та систематизація окремих відомостей, рекомендацій в цій галузі.

Початок розвитку вітчизняної системи планово-запобіжного ремонту та технічного обслуговування техніки відноситься до 1927 року, коли в колишньому СРСР на уральських заводах під керівництвом А.Г. Попова почалися роботи з вдосконалення ремонту обладнання. На основі цих досліджень була створена та надрукована в 1931 році книга А.Г.Попова „*Раціоналізація ремонтного дела на заводах*”, де відмічалось, що основою підвищення рівня організації ремонтної справи є примусовий періодичний огляд обладнання, примусове проведення планових поточних ремонтів та капітальних ремонтів на основі планування забезпечення ремонтних служб запасними частинами. Розрахунок нормативної наявності запасних частин пропонувалося здійснювати, виходячи зі строків служби деталей та механізмів. Але в той час фахівці не мали повних даних про строки служби всіх деталей різноманітного парку обладнання.

* Використані джерела [3,5,30,42,43,45,50,58,61,67,71,73-75,80, 81,85]

Тому в 30-і роки минулого сторіччя застосовувалася система планування ремонтних робіт за результатами технічних оглядів обладнання. Ремонту передувала стадія підготовки (складання дефектних відомостей, визначення фактичного технічного стану і строку призначення ремонту).

Трудомісткість профілактичних та ремонтних робіт була досить високою, що пояснювалося витратами на примусові часті огляди внаслідок недосконалого діагностичного обладнання та відсутності ефективних методик прогнозування технічного стану виробу. Це призвело до формування думки про те, що ця система є неефективною та застарілою, яка не відповідає вимогам чіткого планування та виконання ремонтних робіт. Тому до 1940 року в СРСР була розроблена *система планово-запобіжного ремонту*, яка застосовувалася на машинобудівельних заводах. Ця система основана на періодичності виконання різних видів ремонтних дій, планування ремонту на основі числа годин роботи обладнання.

В 1954 році науково-дослідні установи машинобудівельної галузі на основі експериментальних досліджень, вивчення характерних особливостей експлуатації машин та узагальнення досвіду роботи ремонтних служб розробили наукові основи організації експлуатації та ремонту технологічного обладнання.

В квітні 1955 року Радою Міністрів СРСР була затверджена *Єдина система планово-запобіжного ремонту та раціональної експлуатації технологічного обладнання машинобудівельних підприємств* (ЄСПЗР). В наступні роки зміст ЄСПЗР уточнювався та доповнювався на основі практичного застосування та нових науково-дослідних розробок.

ЄСПЗР була галузевою системою ремонту, тому в інших галузях народного господарства почалися роботи з розробки власних систем ремонту обладнання, зокрема обладнання енергогосподарств, на основі ЄСПЗР, але з врахуванням специфіки окремих галузей:

- *Система технічного обслуговування та ремонту обладнання енергогосподарств промислових підприємств* (Система ТОР ЕО);

- Система технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання на підприємствах та в організаціях Мінводгоспу СРСР;
- Система планово-запобіжного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання сільськогосподарських підприємств (Система ПЗРЕст);
- Система технічного обслуговування і ремонту теплотехнічного обладнання (СТОІРТО) тощо.

Системи технічного обслуговування та ремонту, як будь-які нормативні документи, підлягають періодичному перегляду для врахування нового енергетичного обладнання, що з'являється на ринку цих товарів (як вітчизняного, так і закордонного виробництва), для врахування нових наукових розробок щодо вдосконалення методик організації та планування технічного обслуговування (ТО) та ремонту, для врахування найсучасніших методів і принципів організації та проведення ТО та ремонту. Але основою планування ТО та ремонту енергетичного обладнання залишається використання нормативів періодичності та трудомісткості цих робіт, норм витрат запасних частин та витратних матеріалів, норм резерву енергетичного обладнання.

11.1.2 Технічне обслуговування та ремонт техніки в економічно розвинутих країнах

Спільним в організації ТО і ремонту техніки економічно розвинутих західних країн, США, Австралії та ін. є те, що ці роботи здійснюються за допомогою дилерів або ремонтними підприємствами, які являють собою виробничу одиницю фірм-виробників енергетичного обладнання або юридично незалежні підприємства.

Так в США, Канаді, Великій Британії, Австралії, в Новій Зеландії діє мережа дилерських фірм, які входять до складу фірм-виробників енергетичного обладнання або юридично незалежні одне від одного, але пов'язані договірними відносинами.

Фірми-виробники зацікавлені в проведенні ТО техніки, що ними виробляється, так як кошти, які вкладаються в ТО, забезпечують більший прибуток, ніж безпосередньо випуск техніки. Це пояснюється тим, що вартість запасних частин в 1,3 – 2,5 ра-

зи перевищує вартість деталей, які використовують при збиранні техніки на виробництві. Для техніки, що знята з виробництва, запасні частини дорожче в 8-10 разів, тому фірма зацікавлена в поставці споживачам запасних частин, навіть якщо техніка знята з виробництва. Крім ТО, фірма реалізує свій товар, розширює коло покупців, що дозволяє їй збільшити виробництво. Фірми-виробники зацікавлені в проведенні ТО своєї техніки ще й тому, що отримують статистичну інформацію про основні причини відмов техніки, що дозволяє розробити заходи щодо підвищення її надійності, а це сприяє її конкурентоспроможності на ринку аналогічної техніки.

Фірма-виробник і дилер здійснюють ТО протягом всього строку служби техніки.

Дилерами стають, як правило, найкваліфікованіші і найдовідченіші працівники фірми-виготовлювача техніки. Відповідно до договору дилер здійснює ТО і ремонт (як в період, так і після гарантії) техніки, що продається, забезпечує клієнтів запасними частинами техніки і різними експлуатаційними матеріалами. В інтервалі між плановими ТО роботи здійснюються за додаткову платню.

Серед закордонних фірм найбільш поширені три види ТО техніки: перед продажем, гарантійне і післягарантійне.

Техніка, що отримана від фірми – виробника, перед продажем спеціально підготовлюється в майстернях, які розташовані якнайближче до покупця.

ТО перед продажем: розпакування і розконсервація техніки; усунення пошкоджень, що виникли при транспортуванні; техніку заправляють паливом і змазкою; перевіряють заводське регулювання, за необхідності його коригують; встановлюють додаткові вузли і деталі, враховуючи вимоги покупця.

Заводські дефекти усувають за рахунок виробника, транспортні пошкодження - за рахунок страхування, а витрати по встановленню додаткового обладнання включають в калькуляцію роздрібної ціни.

Техніку, яка поступає до дилера від фірми-виробника, незалежно від відстані транспортування змащують спеціальною консервуючою речовиною, що забезпечує надійний захист дета-

лей від корозії протягом 3-5 років. Перед продажем техніки, яка зберігалася 2-3 роки, ретельно перевіряють її параметри.

ТО перед продажем і гарантійне ТО виконуються безкоштовно, так як витрати на них є складовою вартості нової техніки. Фірма-виробник продає техніку дилерам на 25-30 % дешевше продажної ціни, завдяки чому дилери отримують 10-15 % прибутку.

Протягом *гарантійного* строку дилер зобов'язаний провести *три ТО* з обов'язковим діагностуванням основних агрегатів і вузлів обладнання. Витрати на гарантійне ТО складають біля 1,5 % вартості нової техніки.

До початку експлуатації техніки здійснюють *установочне ТО*: вивчення правил експлуатації споживачем, інструктаж щодо використання техніки, інструктаж з техніки безпеки, випробування вмиканням.

Післягарантійне ТО техніки здійснюють за викликом клієнта, залежно від часу роботи техніки або з заданою періодичністю, також перед сезоном інтенсивного використання.

Провідні закордонні фірми приділяють велику увагу розробці і застосуванню діагностичного обладнання, зокрема для контролю за станом енергетичного обладнання в процесі експлуатації без вимикання.

Удосконалюються методи випробувань з використанням апаратури на базі програмованих мікропроцесорів і ЕОМ. Вартість застосування цих методів значна, тому використання апаратури на базі програмованих мікропроцесорів і ЕОМ найчастіше здійснюється на відповідальних об'єктах енергетики.

11.1.3 Види та методи технічного обслуговування та ремонту вітчизняної техніки

Види та методи ТО та ремонту вітчизняної техніки, зокрема енергетичного обладнання, визначені стандартом і відрізняються за організацією, регламентацією та періодичністю виконання, за етапом та умовами експлуатації.

ТО енергетичного обладнання за організацією виконання може бути централізованим або децентралізованим, може здійснюватися експлуатуючою або спеціалізованою організацією, чи підприємством-виробником обладнання. ТО може бути регламе-

нтованим, з періодичним або безперервним контролем, періодичним, сезонним, плановим або позаплановим (див. п.2.2). За етапом експлуатації розрізняють ТО енергетичного обладнання під час використання, транспортування, зберігання та очікування. Можливе виконання ТО за особливих умов.

Основні види та методи ремонтів енергетичного обладнання відрізняються за ступенем відновлення ресурсу (капітальний, середній та поточний ремонти), за плануванням (плановий або неплановий), за регламентацією виконання (регламентований ремонт або ремонт за технічним станом), за збереженням належності частин, що ремонтуються, (зберігається чи ні належність відновлювальних складових частин до визначеного екземпляру об'єкту).

По завершенні процесу роздержавлення землі й майна в сільському господарстві за статистичними даними в Україні склалася така структура організаційно-правових форм господарювання: 45,8 % - господарські товариства; 22,6 % - сільськогосподарські кооперативи; 19,7 % - приватні (приватно-орендні) підприємства; 8,5 % - фермерські господарства; 3,4 % - інші суб'єкти господарювання. Аналізуючи сучасну економічну ситуацію та загальні тенденції розвитку ринкових відносин, можна зробити висновок, що після появи справжніх господарів підприємств АПК почнеться їхня інтенсивна модернізація, зокрема придбання сучасного енергетичного обладнання. Найімовірніше, що найбільш поширеним за організацією виконання в сільських районах буде ТО енергетичного обладнання саме підприємцями - торгівельними посередниками (дилерами). Служби ТО (або підприємства з ТО) енергетичного обладнання підприємств АПК матимуть також різні організаційно-правові форми. Але незалежно від форм власності на кожному підприємстві, де є енергетичне обладнання, повинні бути організовані ТО, планово-запобіжні роботи з підтримання його працездатного стану (або власними силами, або за договором зі спеціалізованими юридично незалежними підприємствами) відповідно до вимог чинної нормативно-технічної документації.

11.2 Енергослужба, організація навчання персоналу

Власник електроустановки повинен забезпечити:

- експлуатацію електроустановок (електротехнічного та електротехнологічного обладнання) згідно з вимогами ПТЕ та інших чинних нормативних документів;
- організацію надійної роботи електроустановок і безпечного їх обслуговування;
- виконання заходів із запобігання використанню технологій і методів роботи, що негативно впливають на навколишнє природне середовище;
- дотримання встановлених режимів споживання електричної енергії та потужності;
- виконання приписів органів державного нагляду.

З цією метою на підприємстві створюється енергослужба, або укладається договір зі спеціалізованим підприємством для технічної експлуатації електроустановок споживача.

Енергослужба (енерговідділ) - структурний підрозділ підприємства, організації, установи споживача, який відповідно до наданих повноважень здійснює організацію технічної експлуатації, ремонт та безпечне обслуговування енергетичних установок, а також якісне, безперебійне та економне енергозабезпечення.

Керує енергослужбою особа відповідальна за електрогосподарство (див. п.2.5). За наявності у споживача посади головного енергетика обов'язки особи, відповідальної за електрогосподарство, як правило, покладаються на нього. Допускається виконання обов'язків особи, відповідальної за електрогосподарство, та/або її заступника, за сумісництвом. Організація вищого рівня споживача може призначати особу, відповідальну за електрогосподарство, для своїх структурних підрозділів.

Особа, відповідальна за електрогосподарство, та особа, яка буде її замінювати у разі відсутності, допускаються до виконання своїх обов'язків наказом по підприємству тільки після успішної перевірки знань з технічної експлуатації електроустановок, правил пожежної безпеки та охорони праці та присвоєння цим особам IV групи з електробезпеки для обслуговування електро-

установок напругою до 1000 В та V групи з електробезпеки для обслуговування електроустановок напругою понад 1000 В.

Споживачі, у яких електрогосподарство включає тільки ввідно-розподільний пристрій, освітлювальні установки, прилади побутового призначення напругою до 220 В, особу, відповідальну за електрогосподарство, можуть не призначати. При цьому відповідальність за технічно грамотне та безпечне користування електроустановкою за письмовою згодою територіального підрозділу Держенергонагляду покладається на керівника споживача. Ця особа повинна пройти навчання в спеціалізованому навчальному закладі за 8-годинною програмою. Надалі вона проходить інструктаж в енергопостачальній організації з питань технічної та безпечної експлуатації електроустановок в обсязі знань, що відповідає II групі з електробезпеки, про що робиться запис у журналі інструктажу споживачів і в договорі про користування електроенергією. За умови відсутності змін в умовах виробництва та складі електрообладнання періодичність проведення інструктажів установлюється один раз на два роки. Але, якщо під час здійснення енергетичного нагляду виявляються порушення умов експлуатації та умов електроспоживання, то постачання електроенергії припиняється або обмежується в установленому порядку до призначення на цьому об'єкті особи, відповідальної за електрогосподарство, або електроустановку передають на обслуговування спеціалізованій організації.

Експлуатація електроустановок з напругою понад 1000 В, власниками яких є населення, дозволяється у разі, якщо споживач має V групу з електробезпеки або оформив договір про надання послуг щодо обслуговування електроустановок зі спеціалізованою організацією або з фізичною особою.

Електротехнічні та електротехнологічні працівники також повинні мати відповідну групу з електробезпеки. Перелік посад та професій цих працівників, затверджує роботодавець. Електротехнологічні працівники виробничих цехів і дільниць, які здійснюють експлуатацію електротехнологічних установок, повинні мати групу з електробезпеки II і вище. Керівники структурних підрозділів, яким безпосередньо підпорядковані електротехнологічні працівники, повинні мати групу з електробезпеки не нижчу, ніж у підлеглих працівників. Вони повинні здійснювати

технічне керівництво цими працівниками і контроль за їхньою роботою.

Працівники, які обслуговують електроустановки споживачів або технологічні процеси, які базуються на використанні електричної енергії, повинні мати вік понад 18 років. При прийомі на роботу, а також періодично стан здоров'я працівників повинен засвідчуватися медичним оглядом.

Для ефективної технічної експлуатації енергетичних установок необхідно проводити навчання персоналу. Положення про навчання з технічної експлуатації енергетичних установок, охорони праці та про перевірку знань з цих питань затверджує роботодавець з урахуванням місцевих умов та складу енергетичного обладнання.

Навчання з технічної експлуатації електроустановок включає такі форми роботи з працівниками, які обслуговують електричні установки: проведення самого навчання з технічної експлуатації електроустановок, правил пожежної безпеки, перевірку знань з цих питань, а також інструктажі, стажування, дублювання, проведення аварійних тренувань та допуск до роботи.

Стажування - набуття особою практичного досвіду виконання виробничих завдань і обов'язків на робочому місці підприємства після теоретичної підготовки до початку самостійної роботи під безпосереднім керівництвом досвідченого фахівця.

Дублювання - самостійне виконання оперативним, оперативно-виробничим працівником (дублером) професійних обов'язків на робочому місці під наглядом досвідченого працівника з обов'язковим проходженням протиаварійного і протипожежного тренування.

Інструктаж - доведення до працівників змісту основних вимог щодо організації безпечної роботи і правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, аналіз допущених чи можливих помилок на робочих місцях осіб, яких інструктують, поглиблення знань і навичок безпечного виконання робіт та знань правил пожежної безпеки

Залежно від характеру і часу проведення інструктажі поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий, цільовий.

За результатами проведеного інструктажу особа, яка інструктує (шляхом опитування), повинна переконатись, що працівник засвоїв питання, з яких проводився інструктаж. Проведення інструктажів можна здійснювати разом з інструктажами з охорони праці і фіксувати у відповідному журналі. Відповідальність за організацію та проведення інструктажів, усіх форм навчання та перевірки знань з технології робіт, пожежної безпеки та охорони праці покладається на роботодавця.

У процесі трудової діяльності працівники проходять такі види навчання з технічної експлуатації електроустановок: професійне навчання кадрів на виробництві, періодичне навчання в спеціалізованому навчальному закладі, щорічне навчання на виробництві.

У кожного споживача для електротехнічного персоналу повинні бути затверджені керівництвом план-графіки на проведення щорічного навчання на виробництві та періодичного навчання в спеціалізованому навчальному закладі.

Особи, відповідальні за електрогосподарство, проходять не рідше одного разу на три роки періодичне навчання з технічної експлуатації електроустановок.

Щорічне навчання на виробництві проходять електротехнічні та електротехнологічні працівники, які зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба в професійному доборі. Списки цих працівників щорічно складаються та затверджуються роботодавцем.

Після закінчення навчання з технічної експлуатації електроустановок працівник повинен пройти перевірку знань з питань технології робіт, правил пожежної безпеки (далі - перевірка знань з технології робіт). Результати перевірки знань з технології робіт заносяться в журнал установленої форми та підписуються всіма членами комісії.

Новопризначені працівники, які прийняті на роботу, пов'язану з обслуговуванням електроустановок, або в разі перерви в роботі понад один рік, проходять первинну перевірку знань. Первинна перевірка знань працівників повинна проводитись у терміни, установлені програмами і планами їхньої підготовки.

Допускається не проводити перевірку знань з технології робіт у працівника, якого прийнято на роботу за сумісництвом з

метою покладення на нього обов'язків особи, відповідальної за електрогосподарство, у разі одночасного виконання таких умов:

- якщо з моменту перевірки знань у комісії за основним місцем роботи минуло не більше одного року;
- енергоємність електроустановок, їхня складність в організації експлуатації електрогосподарства за сумісництвом не вища, ніж за місцем основної роботи.

У разі переходу на інше підприємство чи переведення на іншу роботу (посаду) у межах одного підприємства або у зв'язку з перервою в роботі електротехнічного працівника, який успішно пройшов перевірку знань, рішенням комісії може бути підтверджена та група з електробезпеки, яку він мав до переходу або перерви в роботі.

Періодичність навчання та періодичної перевірки знань з технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці (далі - перевірка знань) з присвоєнням відповідної групи з електробезпеки проводиться в такі терміни:

- первинне навчання та перевірка знань усіх працівників до початку виконання роботи;
- для працівників, які безпосередньо організують та проводять роботи з оперативного обслуговування діючих електроустановок чи виконують у них налагоджувальні, електромонтажні, ремонтні, профілактичні випробування або експлуатують електроустановки у вибухонебезпечних, пожежонебезпечних зонах, - один раз на рік;
- для адміністративно-технічних працівників, які не належать до попередньої групи, а також для працівників з охорони праці, допущених до інспектування електроустановок, - один раз на три роки;
- перевірка знань з питань правил пожежної безпеки у працівників, які обслуговують електроустановки у вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зонах, здійснюється один раз на рік, в інших випадках - один раз на три роки.

Допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з технології робіт, правил пожежної безпеки, охорони праці, а також у разі закінчення терміну дії попередніх періодичних перевірок знань забороняється.

Позачергову перевірку знань працівника здійснюють незалежно від терміну проведення попередньої перевірки знань у разі:

- введення в дію нової редакції або перероблених правил;
- переведення працівника на іншу роботу або призначення на іншу посаду, що потребує додаткових знань;
- перерви в роботі на даній посаді понад шість місяців;
- незадовільної оцінки знань працівника - у терміни, визначені комісією з перевірки знань, але не раніше ніж через два тижні;
- вимог органів Держенергонагляду та Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду (Держгірпромнагляд).

Для проведення перевірки знань електротехнічного та електротехнологічного персоналу керівник споживача повинен своїм наказом призначити комісію з перевірки знань. Головою комісії призначається керівник споживача або його заступник, до службових обов'язків яких входить організація роботи з технічної експлуатації електроустановок, охорони праці. До складу комісії споживача з перевірки знань входять спеціалісти служби охорони праці, представники юридичних, виробничих, технічних служб, представник профспілки або уповноважена найманими працівниками особа з питань охорони праці. Комісія вважається правочинною, якщо до її складу входять не менше трьох осіб. У разі потреби створюються комісії в окремих структурних підрозділах, їх очолюють керівники відповідних підрозділів чи їхні заступники.

Перевірку знань з технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці проводять:

- в особи, відповідальної за електрогосподарство споживача (головного енергетика), його заступника - комісія за участю керівника споживача (його заступника) або комісія організації вищого рівня за участю інспектора Держенергонагляду, Держгірпромнагляду;
- в осіб, відповідальних за електрогосподарство структурних виробничих підрозділів, - комісія за участю особи,

відповідальної за електрогосподарство споживача. Склад комісії затверджує керівник споживача;

- у решти працівників - комісія споживача або його підрозділів, склад якої визначає та затверджує керівник споживача, за участю особи, відповідальної за електрогосподарство споживача (підрозділу). До складу вказаних комісій, як правило, повинен входити безпосередній керівник того працівника, чиї знання перевіряє комісія.

Члени комісій структурних підрозділів повинні пройти перевірку знань правил в центральній комісії споживача.

Споживачі, чисельність яких не дає змоги створити комісію з перевірки знань з технології робіт, перевірку знань проходять у комісії територіальних підрозділів Держенергонагляду. У роботі такої комісії, як правило, бере участь керівник споживача, працівники якого проходять перевірку знань, або представники організацій вищого рівня.

Комісії для перевірки знань з технології робіт можуть також створюватись при спеціалізованому навчальному закладі.

Перевірка знань кожного працівника здійснюється індивідуально. Результати перевірки оформляються протоколом та записуються у журнал установленої форми. Записи оформляються окремо з технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці за підписом усіх членів комісії.

Керівники споживачів наприкінці року повинні подавати до інспекції Держенергонагляду графік перевірки знань електро-технічних працівників на наступний рік.

Про дату перевірки знань представники інспекцій повинні бути повідомлені споживачем не пізніше ніж за 20 днів до її початку.

Споживачі, які не мають можливості проводити навчання безпосередньо у себе та створити комісію з перевірки знань з технології робіт, проходять навчання в навчальних закладах та установах, які отримали відповідне рішення Держенергонагляду на проведення навчання з технології робіт. Перевірка знань з технології робіт таких посадових осіб проводиться комісією, створеною Держенергонаглядом. У роботі такої комісії, як правило, бере участь керівник споживача, працівники якого прохо-

дять перевірку знань, або представники організації вищого рівня.

Перевірка знань осіб, відповідальних за електрогосподарство споживачів, незалежно від форм власності та відомчої підпорядкованості, допускається в комісії підприємств вищого рівня або засновників.

Після успішної перевірки знань працівник допускається до стажування тривалістю 2 - 15 змін і дублювання на робочому місці. Допуск оформлюється наказом або розпорядженням керівника споживача (структурного підрозділу) з визначенням тривалості стажувань та призначенням працівника, відповідального за стажування.

Стажування проводиться під час спеціальної підготовки та під час підготовки на нову посаду.

Спеціальна підготовка - додаткове навчання працівників електроенергетики, які мають спеціальну освіту (повну вищу, базову вищу, професійно-технічну) для їхньої підготовки до виконання своїх функціональних обов'язків.

У процесі стажування працівник повинен:

- закріпити знання щодо правил технічної експлуатації електрообладнання, правил безпечної експлуатації технологічного обладнання та пожежної безпеки, технологічних і посадових інструкцій, інструкцій з охорони праці;
- оволодіти навичками орієнтування у виробничих ситуаціях у нормальних і аварійних умовах;
- засвоїти в конкретних умовах технологічні процеси та методи безаварійного керування обладнанням з метою забезпечення вимог технічної експлуатації, безпеки праці та економічно раціональної експлуатації устаткування, що обслуговується.

Керівник споживача або структурного підрозділу може звільняти від стажування працівника, який має стаж за фахом не менше трьох років, який переходить з одного робочого місця на інше, де характер його роботи і тип устаткування, на якому він працюватиме, не змінюються. Тривалість стажування працівника встановлюється індивідуально в залежності від його рівня професійної освіти, досвіду роботи, професії (посади).

Після закінчення стажування і перевірки знань ремонтні працівники допускаються до самостійної роботи, а оперативні - до дублювання. Тривалість дублювання на робочому місці встановлюється рішенням комісії з перевірки знань і залежить від кваліфікації працівника та складності обладнання, яке він обслуговуватиме, але не менше шести змін. Під час дублювання особа, яка навчається, може робити оперативні перемикання або інші роботи в електроустановці тільки з дозволу і під наглядом відповідального працівника, який її навчає. Відповідальним за правильність дій дублера і дотримання ним вимог нормативних документів та інструкцій є як працівник, який навчає, так і сам дублер.

На підприємстві під керівництвом особи, відповідальної за електрогосподарство, електротехнічні працівники повинні проходити протиаварійні тренування на робочих місцях і відпрацьовувати способи та прийоми запобігання порушенням у роботі обладнання та швидкої ліквідації несправностей і аварій.

Відповідно до вимог ПТЕ керівники спеціалізованих організацій, персонал яких виконує технічне обслуговування і експлуатацію електроустановок споживачів чи проводить у них монтажні, налагоджувальні, ремонтні роботи, випробовування і профілактичні вимірювання за договором, повинні також проходити перевірку знань з питань технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці.

11.3 Організація технічного обслуговування та ремонту електрообладнання за Системою ПЗРЕсг

11.3.1 Основні положення Системи ПЗРЕсг

Система ПЗРЕсг є основним нормативним документом, щодо організації ТО та ремонту електрообладнання з врахуванням специфічних умов його експлуатації у сільському господарстві (умови навколишнього середовища, режими роботи обладнання тощо). Цей нормативний документ узагальнив результати досліджень науково-дослідних установ, аналіз систем планово-запобіжного ремонту техніки інших виробничих галузей, прак-

тичний досвід експлуатації електрообладнання підприємств АПК та вимоги інструкцій заводів-виробників обладнання.

Метою впровадження Системи ПЗРЕсг є підтримання електрообладнання підприємств АПК у працездатному стані, запобігання передчасному спрацюванню та відмовам шляхом проведення в планові строки ТО та ремонтів.

Термінологія Системи ПЗРЕсг вміщує такі поняття, як ремонт, технічне обслуговування (див. п.2.2), трудомісткість та періодичність технічного обслуговування (ремонту).

Періодичність технічного обслуговування (ремонту) – інтервал часу або наробіток між даним видом технічного обслуговування (ремонту) та наступним тим самим видом або іншим більшої складності.

Трудомісткість технічного обслуговування (ремонту)– сумарна тривалість індивідуальних операцій технічного обслуговування та (чи) ремонту об'єкта, подана в годинах та затрачена всім обслуговуючим персоналом для цього виду операцій технічного обслуговування та (чи) ремонту в інтервалі визначеного часу.

Періодичність технічних обслуговувань (ремонтів) в Системі ПЗРЕсг встановлена за критерієм мінімуму приведених витрат за весь строк служби електрообладнання. Розмірність періодичності технічного обслуговування (ремонтів) – місяць (міс.).

Трудомісткість технічних обслуговувань (ремонтів) нормована на одиничне технічне обслуговування (ремонт) для кожного типу електрообладнання. Розмірність трудомісткості – людино-година (люд. – год.).

В Системі ПЗРЕсг наведені для конкретних видів електрообладнання нормативи трудомісткості і періодичності виконання та перелік типового складу робіт технічного обслуговування та ремонту, нормативи витратних матеріалів та запасних частин.

Система ПЗРЕсг містить такі основні розділи:

- основні положення; класифікація умов експлуатації електроустановок у сільському господарстві та загальні вимоги до електрообладнання;

- організація виконання робіт з ремонту і технічного обслуговування електрообладнання; планування та облік робіт з технічного обслуговування і ремонту;

- розділи, що стосуються технічного обслуговування і ремонту конкретних видів обладнання (електричних мереж, електропроводок, силових збірок, освітлювальних щитків, електричних машин, пускозахисних апаратів, засобів автоматизації, електротехнологічного обладнання, зварювального обладнання, контрольно-вимірювальних приладів, пристроїв електробезпеки, побутових електроприладів, засобів диспетчерського зв'язку).

Організація та планування ТО та ремонту електрообладнання підприємств АПК із застосуванням Системи ПЗРЕсг, передбачає такі етапи:

1. Створюють масив вихідних даних у вигляді карт або журналів обліку електрообладнання, де вказуються: технологічний об'єкт; найменування і характеристика обладнання (тип, потужність тощо); дата встановлення; середовище, де встановлене обладнання; число годин роботи на добу; число місяців роботи на рік. Рекомендована форма журналу обліку електрообладнання наведена у додатку Б.

2. Планують ТО та ремонти електрообладнання, використовуючи приведені в Системі ПЗРЕсг нормативи; складають річний (квартальний, на місяць) графік ТО та ремонту електрообладнання та розраховують потребу у витратних матеріалах та запасних частинах, використовуючи приведені у Системі ПЗРЕсг норми.

3. Розраховують необхідну чисельність персоналу для проведення ТО та ремонтів електрообладнання, обґрунтовують штатний розпис та організаційну структуру енергослужби підприємства (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання).

Вказані етапи характерні для організації та планування ТО та ремонту будь-якої техніки із застосуванням Систем планово-запобіжних ремонтів та ТО відповідної техніки.

Практика застосування Системи ПЗРЕсг підтверджує її високу ефективність. Виконання вимог цієї системи дозволяє збі-

льшити строк служби електрообладнання в 2-3 рази та знизити експлуатаційні витрати на 25-30%. Але ефективність застосування Системи ПЗРЕсг в значній мірі залежить від рівня кваліфікації персоналу, від його дисциплінованості, від вміння раціонально спланувати виконання необхідних робіт, від наявності навичок застосування сучасних технологій, в тому числі – комп'ютерних.

11.3.2 Розрахунок річної трудомісткості технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання

Планування ТО та ремонту енергетичного обладнання починають з розрахунку річної трудомісткості цих робіт, який можна виконати двома шляхами:

- шляхом переведу всього парку енергетичного обладнання в умовні одиниці;
- за допомогою нормативів трудомісткості та періодичності ТО і ремонтів.

Коефіцієнти переведу енергетичного обладнання в умовні одиниці і нормативи трудомісткості та періодичності ТО (ремонтів) наведені в нормативно-технічній літературі (насамперед, в Системі ПЗРЕсг, Системі ТОР ЕО тощо).

За умовну одиницю прийнято співвідношення середніх річних трудомісткостей різних видів ТО та ремонту до річної трудомісткості ТО та ремонту базового обладнання. Наприклад, нормативна трудомісткість умовної одиниці електрообладнання (у.о.е.) складає 18,6 люд.-год./рік та має таку приблизну структуру: оперативне обслуговування – 13 %; ТО – 30%; поточний ремонт (ПР) – 43 %; капітальний ремонт (КР) – 14 %. Застосування у.о.е. набуло поширення при існуванні великих спеціалізованих підприємств АПК (птахофабрик, великих тваринницьких комплексів). В сучасних умовах доцільним є застосування нормативів трудомісткості та періодичності ТО і ремонтів енергетичного обладнання для планування цих робіт.

Для прикладу розглянемо порядок розрахунку річної трудомісткості робіт з технічної експлуатації електрообладнання з використанням Системи ПЗРЕсг.

Загальна річна трудомісткість ТО та ремонту електрообладнання визначається за виразом

$$Q_1 = Q_{TO} + Q_{ПР} + Q_{КР}, \quad (128)$$

де Q_{TO} , $Q_{ПР}$, $Q_{КР}$ – відповідно річна трудомісткість всіх ТО, ПР та КР електрообладнання підприємств АПК, люд.-год.

В Системі ПЗРЕсг наведені нормативи для КР тільки внутрішніх електропроводок, КР іншого електрообладнання може здійснюватися спеціалізованими підприємствами, але внаслідок того, що його вартість наближається до вартості нового обладнання, то в країнах з розвинутою економікою вже відмовилися від цього виду ремонту, що можна прогнозувати і в Україні.

Річна трудомісткість всіх ТО, ПР, КР електрообладнання підприємств АПК визначається за відповідними виразами

$$Q_{TO} = \sum_{i=1}^W n_i \cdot g_{TOi} \cdot m_{TOi}, \quad (129)$$

$$Q_{ПР} = \sum_{i=1}^W n_i \cdot g_{ПРi} \cdot m_{ПРi} \quad (130)$$

та для внутрішніх електропроводок

$$Q_{КР} = \sum_{i=1}^W n_i \cdot g_{КРi} \cdot m_{КРi}, \quad (131)$$

де W – кількість груп електрообладнання, однакових за типами, характеристиками та умовами експлуатації;

n_i - кількість електрообладнання i -ої групи;

g_{TOi} , $g_{ПРi}$, $g_{КРi}$ - трудомісткість одного відповідно ТО, ПР, КР одиниці даного електрообладнання, вибирається за Системою ПЗРЕсг, люд.-год.;

$m_{TOi}, m_{ПРi}, m_{КРi}$ - річна кількість відповідно ТО, ПР, КР для одиниці електрообладнання і-ої групи.

Для електропроводок значення трудомісткості ТО, ПР, КР в Системі ПЗРЕсг наведені з розрахунку на 1000 м, що необхідно враховувати у виразах (129) –(131).

Так як більшість електрообладнання сільськогосподарського призначення використовується сезонно, то кількість ТО, ПР, КР повинна визначатися для періоду виробничої експлуатації, а саме за виразами

$$m_{TOi} = \frac{n_{Pi}}{P_{TOi}}, \quad (132)$$

$$m_{ПРi} = \frac{n_{Pi}}{P_{ПРi}} \quad (133)$$

та для внутрішніх електропроводок

$$m_{КРi} = \frac{n_{Pi}}{P_{КРi}}, \quad (134)$$

де n_{pi} – число місяців роботи протягом року електрообладнання і-ої групи;

$P_{TOi}, P_{ПРi}, P_{КРi}$ - періодичність відповідно ТО, ПР, КР даного електрообладнання, що вибирається за Системою ПЗРЕсг, міс.

В таблиці з періодичністю ПР електродвигунів Системи ПЗРЕсг врахована тривалість їхньої роботи протягом доби (дана періодичність ПР для електродвигунів, тривалість роботи яких від 8 до 16 годин на добу). Якщо тривалість роботи електродвигуна до 8 годин на добу, то періодичність ПР необхідно помножити на коефіцієнт $K=1,7$; понад 16 годин – на $K=0,75$, тобто

$$P'_{ПРi} = P_{ПРi} \cdot K, \quad (135)$$

де K – коефіцієнт врахування тривалості роботи електродвигунів протягом доби.

Необхідно враховувати те, що коли електрообладнання використовується за призначенням 12 місяців на рік, то річна кількість ТО зменшується на річну кількість ПР даного електрообладнання, внаслідок того, що операції ТО входять до складу ПР. Таким чином

$$m'_{TOi} = m_{TOi} - m_{ПРi}. \quad (136)$$

Аналогічно, при виконанні КР річна кількість ПР та ТО перераховується за виразами

$$m'_{ПРi} = m_{ПРi} - m_{КРi}, \quad (137)$$

$$m'_{TOi} = m_{TOi} - m'_{ПРi} - m_{КРi}. \quad (138)$$

При цьому розрахунки за виразами (129) та (130) повинні враховувати саме вирази (137) та (138).

Якщо електрообладнання використовується сезонно, то ПР та КР прагнуть провадити в період його простою. При цьому повинна бути визначена трудомісткість сезонного ТО. В Системі ПЗРЕсг рекомендовано оцінювати трудомісткість цих робіт (Q_2) трудомісткістю ТО відповідного типу електрообладнання, яка збільшена на 15%, тобто за виразом

$$Q_2 = 1,15 \cdot \sum_{k=1}^Z n_k \cdot g_{ТОk} \cdot m_k, \quad (139)$$

де Z – кількість груп електрообладнання, що використовується сезонно, однакових за типами, характеристиками та умовами експлуатації;

n_k – кількість електрообладнання k -ої групи;

$g_{ТОk}$ – трудомісткість одного ТО одиниці даного електрообладнання, що вибирається за Системою ПЗРЕсг, люд.-год.;

m_k – річна кількість сезонних ТО одиниці електрообладнання k -ої групи (визначається за умовами технологічного процесу і є складовою загальної кількості ТО m'_{TOi}).

Якщо енергослужба (спеціалізоване підприємство), крім ТО та ремонту енергетичного обладнання виконує ще і його оперативне обслуговування, роботи з модернізації та реконструкції, монтаж, налагодження обладнання, перевірку вимірювальних приладів, то трудомісткість цих робіт визначається таким чином. Річна трудомісткість оперативного обслуговування (Q_3) приймається в розмірі 25% від річної трудомісткості ТО, ПР та КР, тобто

$$Q_3 \approx 0,25 \cdot Q_1. \quad (140)$$

Роботи з модернізації та реконструкції енергетичного обладнання, з підвищення ефективності його експлуатації, розвитку електрифікації та автоматизації сільськогосподарського підприємства плануються, виходячи з енергетичних, матеріально-технічних потреб і можливостей підприємства, їх частка може досягати 30 % від запланованих на ТО і ПР робіт. Звідси річну трудомісткість цих робіт можна визначити за спрощеним виразом

$$Q_4 \approx x \cdot (Q_{ТО} + Q_{ПР}), \quad (141)$$

де x - частка від річної трудомісткості ТО та ПР, що залежить від конкретних потреб та можливостей сільськогосподарського підприємства та енергослужби, в.о..

Якщо енергослужба (або спеціалізоване підприємство за умовами договору) виконує і роботи з монтажу та налагодження енергетичного обладнання, перевірки контрольно-вимірювальних приладів, перевірки та налагодження засобів автоматизації, то при розрахунках трудомісткості технічної експлуатації необхідно враховувати відповідні складові. Трудомісткості монтажу та налагодження (Q_5) енергетичного обладнання визначаються за відповідними нормативами цих робіт, річна трудомісткість перевірки контрольно-вимірювальних приладів

(Q_6), перевірки та налагодження засобів автоматизації (Q_7) - за виразами, що аналогічні виразам (129) – (131) за нормативами, які наведені у Системі ПЗРЕсг, Системі ТОР ЕО, в інших Системах планово-запобіжного ремонту та ТО відповідного енергетичного обладнання .

Таким чином, річна трудомісткість всіх робіт, що виконуються енергослужбою (або спеціалізованим підприємством з технічної експлуатації енергетичного обладнання за умовами договору), є сумою складових

$$Q_p = \sum_{i=1}^L Q_i , \quad (142)$$

де L - кількість складових виробничої програми.

Вихідні дані для розрахунку річної трудомісткості технічної експлуатації енергетичного обладнання та результати розрахунку зручно оформити у вигляді таблиці, рекомендована форма якої наведена у додатку Б (див. таблицю Б.7).

Під час планування заходів з технічної експлуатації енергетичного обладнання отримують *розрахункові та фактичні значення річної трудомісткості робіт*. При визначенні розрахункової трудомісткості робіт річна кількість ТО, ПР, КР (відповідно, $m_{ТО}$, $m_{ПР}$, $m_{КР}$) можуть бути не цілі числа. При складанні річного графіку фактичного виконання цих робіт значення $m_{ТО}$, $m_{ПР}$, $m_{КР}$ - тільки цілі числа. Фактичне значення річної трудомісткості технічної експлуатації визначається саме за річним графіком і використовується для визначення чисельності персоналу за контрактної форми найму робітників на рік. Розрахункове значення річної трудомісткості планових робіт використовується для визначення чисельності необхідного персоналу для виконання цих робіт, якщо тривалість дії контракту роботодавця з працівниками енергослужби перевищує 1 рік.

Приклад. Визначити розрахункову річну трудомісткість ТО та ПР 265 м силового кабеля (АВРГ, переріз струмовідної жили 10 мм²) та 300 м освітлювального шнура, який прокладений відкрито (АППВ,

переріз струмовідної жили 6 мм²). Приміщення сухе. Експлуатація електрообладнання - 12 місяців на рік ($n_p=12$ міс.).

1) Визначаємо періодичність ТО та ПР і трудомісткість одного ТО та одного ПР заданого електрообладнання за Системою ПЗРЕсг:

- силовий кабель (АВРГ, переріз струмовідної жили 10 мм²)

$R_{ТО1}=6$ міс.; $R_{ПР1}=24$ міс.; $g_{ТО1}=5,0$ люд.-год.; $g_{ПР1}=75$ люд.-год.;

- освітлювальний шнур, який прокладений відкрито (АППВ, переріз струмовідної жили 6 мм²)

$R_{ТО2}=4$ міс.; $R_{ПР2}=18$ міс.; $g_{ТО2}=5,2$ люд.-год.; $g_{ПР2}=78$ люд.-год..

2) Визначаємо розрахункову річну кількість ТО та ПР заданого електрообладнання

- силовий кабель (АВРГ, переріз струмовідної жили 10 мм²)

$m_{ТО1} = n_p / R_{ТО1} = 12/6 = 2$; $m_{ПР1} = n_p / R_{ПР1} = 12/24 = 0,5$;

- освітлювальний шнур, який прокладений відкрито (АППВ, переріз струмовідної жили 6 мм²)

$m_{ТО2} = n_p / R_{ТО2} = 12/4 = 3$; $m_{ПР2} = n_p / R_{ПР2} = 12/18 = 0,67$;

3) Перераховуємо річну кількість ТО внаслідок того, що проведення ПР зменшує річну кількість ТО на річну кількість ПР

- силовий кабель (АВРГ, переріз струмовідної жили 10 мм²)

$m'_{ТО1} = m_{ТО1} - m_{ПР1} = 2 - 0,5 = 1,5$;

- освітлювальний шнур, який прокладений відкрито (АППВ, переріз струмовідної жили 6 мм²)

$m'_{ТО2} = m_{ТО2} - m_{ПР2} = 3 - 0,67 = 2,33$

4) Визначаємо розрахункову річну трудомісткість ТО та ПР заданого електрообладнання

$$Q_{ТО} = \sum_{i=1}^2 n_i \cdot g_{ТОi} \cdot m'_{ТОi} = (265/1000) \times 5 \times 1,5 + (300/1000) \times 5,2 \times 2,33 = 5,62 \text{ (люд.-год.)}$$

$$Q_{ПР} = \sum_{i=1}^2 n_i \cdot g_{ПРi} \cdot m_{ПРi} = (265/1000) \times 75 \times 0,5 + (300/1000) \times 78 \times 0,67 = 25,62 \text{ (люд.-год.)}$$

Однією з причин, які перешкоджають широкому впровадженню системи ПЗРЕсг, є велика кількість розрахунків при плануванні ТО, ПР та КР енергетичного обладнання. Застосування комп'ютерної техніки дозволить значно зменшити трудомісткість розрахунків та створити необхідні умови для організації ТО та ремонтів енергетичного обладнання підприємств АПК на якісно новому рівні.

Серед комп'ютерних технологій особливе місце займають електронні таблиці, які використовують для організації та упорядкування великих масивів даних (текстових, чисельних тощо). Електронні таблиці Microsoft Excel дозволяють поєднати облік енергетичного обладнання, розрахунки річної трудомісткості виробничої програми технічної експлуатації енергетичного обладнання та планування виконання цих робіт в одній таблиці.

Для практичної реалізації сучасних методик організації технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК необхідні програмні продукти, аналогічні таким, як Система АСКД (Система автоматизації планування й обліку ремонтів енергетичного обладнання, що рекомендована до використання Міністерством палива й енергетики України).

11.3.3 Визначення річної потреби в запасних частинах та витратних матеріалах

Для визначення річної потреби в запасних частинах та витратних матеріалах для ТО та ремонтів енергетичного обладнання користуються нормами річних витрат запасних частин та витратних матеріалів, що наведені у Системі ПЗРЕсг, Системі ТОР ЕО тощо. Норми визначені для кожного типу енергетичного обладнання. Для точніших розрахунків потреби у витратних матеріалах вони диференційовані за видами обслуговування (окремо на ТО та на ПР). На ТО норми наведені з розрахунку на рік експлуатації, на ПР – на один ремонт. Для деяких типів енергетичного обладнання наведені норми на рік експлуатації виробу в цілому (ТО та ПР, наприклад, світильників).

При плануванні витратних матеріалів, необхідних для ТО (на рік експлуатації), кількість даного виду обладнання (для електропроводки - 100 м проводки) множать на норми витрат матеріалів. Потребу матеріалів для ПР розраховують за фактичною річною кількістю ПР після побудови річного графіку робіт з технічної експлуатації.

Норми витрат матеріалів для ТО та ремонтів електродвигунів визначені на один електродвигун потужністю 5 кВт. Для розрахунку необхідної кількості матеріалів на рік експлуатації знаходять середню встановлену потужність групи електродвигунів за виразом

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum_{i=1}^j P_i \cdot n_i}{N_d}, \quad (143)$$

де j - кількість груп електродвигунів з однаковою потужністю;

P_i - встановлена потужність одного електродвигуна i -ої групи електродвигунів з однаковою потужністю;

n_i - кількість електродвигунів в i -ій групі електродвигунів з однаковою потужністю;

N_d - загальна кількість електродвигунів.

Для визначення потреби витратних матеріалів на рік експлуатації N_d електродвигунів норму витрат матеріалів множать на кількість електродвигунів N_d та на коефіцієнт K , що залежить від середньої потужності електродвигунів (див. таблицю 10).

Таблиця 10

P_{cp} , кВт	K
до 2	0,5
3	0,6
4	0,8
4,8-5,2	1,0
До 6	1,1

Важливою умовою ефективної технічної експлуатації енергетичного обладнання є забезпечення запасними частинами. Відсутність необхідної запасної частини в разі відмови спричиняє збитки сільськогосподарського підприємства та (або) збитки енергослужби або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання (внаслідок невиконання умов договору), надлишковий запас частин – зайві витрати енергослужби. До переліку запасних частин включають всі деталі, термін служби яких не перевищує тривалості міжремонтного

періоду. На складах повинна бути кількість запасних частин, що забезпечить безперебійну роботу, якісні ТО та ремонт енергетичного обладнання.

Річну потребу в запасних частинах для експлуатації енергетичного обладнання визначають в такій послідовності: складають перелік енергетичного обладнання, розподіляють його за типовими розмірами та номіналами, обчислюють потребу в запасних частинах кожного типового розміру та розраховують загальну потребу в запасних частинах.

Одним із шляхів підвищення надійності енергетичного обладнання та, за відмови, зведення до мінімуму тривалості простою виробничих машин та механізмів є існування резервного запасу обладнання. Резервне енергетичне обладнання необхідно використовувати лише для запобігання простою технологічного процесу під час заміни обладнання, у разі його відмови. Несправне енергетичне обладнання підлягає ремонту, а потім є резервним запасом. Енергетичне обладнання, що не підлягає ремонту – списують, а резервний запас поновлюють новим. Кількість резервного енергетичного обладнання визначається за допомогою нормативно-технічної літератури по кожному виду обладнання залежно від кількості однакового типового розміру та з врахуванням категорії за надійністю електропостачання. Норми запасу наведені у відсотках від енергетичного обладнання, що знаходиться в експлуатації. Наприклад, для електрообладнання, що відноситься до 1 категорії за надійністю електропостачання, рекомендовано встановлювати нижній рівень резервного запасу не менш 1.

Приклад 1. Визначити річну потребу в фарбі БТ-177 на ПР 5 електроводонагрівачів (місткість кожного 400 л).

1. Визначаємо річну норму витрати фарби БТ-177 (M_{ϕ} , кг) на ПР одного електроводонагрівача місткістю 400 л за Системою ПЗРЕСг:

$$M_{\phi} = 1,13 \text{ кг.}$$

2. Визначимо річну потребу в фарбі БТ-177 на ПР 5 електроводонагрівачів (місткість кожного 400 л)

$$M_{\phi} \cdot 5 = 1,13 \cdot 5 = 5,65 \text{ кг.}$$

Приклад 2. Визначити річну потребу в запасних частинах на ТО та ПР 2-х синхронних генераторів.

Таблиця 11 - Річна потреба в запасних частинах на ТО та ПР двох синхронних генераторів

Запасні частини	Кількість запасних частин в одному виробі	Норма витрати на 100 виробів	Річна потреба на рік експлуатації
Підшипник	1	5	1
Щітка	4	50	1
Панель ізоляційна	1	3	1
Блок випрямлення	2	7	1

11.4 Визначення місця розташування енергослужби

Якщо існує можливість побудови або придбання будівлі (приміщення) для розміщення енергослужби (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання), виникає потреба визначити найбільш доцільне місце його розташування. При цьому необхідно враховувати поряд з суто будівельно-монтажними особливостями місцевості (зокрема, розвиток інфраструктури) ще і розташування технологічних об'єктів обслуговування (підприємств АПК, окремих сільськогосподарських приміщень, де знаходиться енергетичне обладнання, що підлягає ТО та ремонту), та трудомісткості їхнього ТО та ремонту. Визначення найбільш доцільного місця розташування енергослужби особливо актуально при розміщенні технологічних об'єктів обслуговування на відстані понад 5 км одне від одного, внаслідок необхідності скорочення часу на переходи та переїзди обслуговуючого персоналу та запобігання надмірним витратам палива транспортними засобами. Тому визначають еквівалентні координати доцільного місця розташування енергослужби, використовуючи карту, де вказуються місця розташування технологічних об'єктів обслуговування (див. рисунок 30), за виразами

$$X_{\text{екв}} = \frac{\sum_{j=1}^n X_j \cdot Q_{pj}}{Q_p}, \quad (144)$$

$$Y_{\text{екв}} = \frac{\sum_{j=1}^n Y_j \cdot Q_{pj}}{Q_p}, \quad (145)$$

де n – кількість технологічних об'єктів, де використовується енергетичне обладнання, що підлягає ТО та ремонту;

X_j, Y_j - координати j -го технологічного об'єкту обслуговування;

Q_{pj} - розрахункова річна трудомісткість планових робіт технічної експлуатації на j -му технологічному об'єкті обслуговування, люд.-год., визначається за виразом (142) для j -го технологічного об'єкту обслуговування;

Q_p - сумарна розрахункова річна трудомісткість планових робіт технічної експлуатації, люд.-год., визначається за виразом (142).

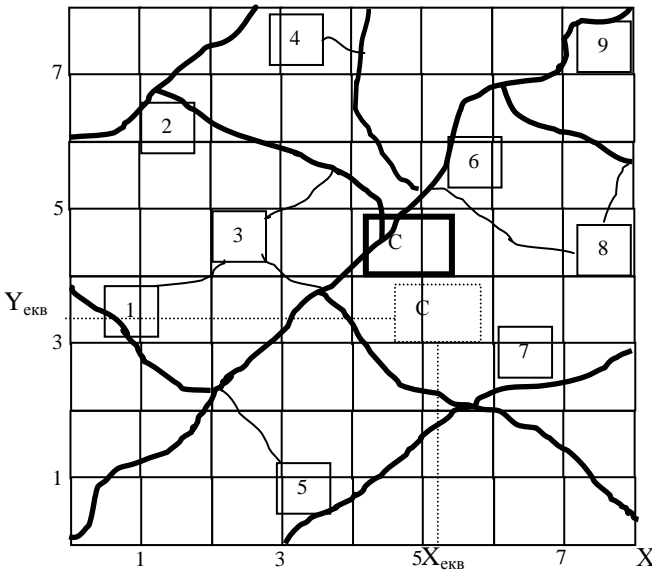






Рисунок 30 – Карта розташування технологічних об'єктів


Умовні позначення на рисунку 30:

 - технологічні об'єкти, де використовується енергетичне обладнання, що підлягає ТО та ремонту (на рис. 30 $j = 1...9$);

 - енергослужба (або спеціалізоване підприємство з технічної експлуатації енергетичного обладнання), координати якої (якого) визначені за виразами (144),(145);

 - енергослужба (або спеціалізоване підприємство з технічної експлуатації енергетичного обладнання), місце розташування якої (якого) обрано з врахуванням автомобільних шляхів;

 - автомобільні шляхи з твердим покриттям;

 - автомобільні шляхи з ґрунтовим покриттям.

Визначивши еквівалентні координати енергослужби, обирають найбільш доцільне місце її розташування, що має координати, найближчі до еквівалентних (див. рис. 30), враховуючи інфраструктуру місцевості (наприклад, перехрестя автомобільних шляхів, близькість АЗС тощо).

Місце розташування енергослужби враховується при визначенні річного фонду робочого часу робітника за виразом

$$\Phi = (d_k - d_v - d_c - d_{\text{відп}}) \cdot (t - t_n) \cdot \eta \cdot \Delta t \cdot d_n, \quad (146)$$

де $d_k, d_v, d_c, d_{\text{відп}}, d_n$ - кількість відповідно календарних, вихідних, святкових, відпускних, передсвяткових днів;

t - тривалість зміни, год. ($t = 8,2$ год. - при п'ятиденному робочому тижні; $t = 6,83$ год. - при шестиденному робочому тижні);

η - коефіцієнт використання робочого часу, що враховує поважні причини ($\eta = 0,93...0,96$);

Δt - скорочення передсвяткового дня ($\Delta t = 1$ год.);

t_n - час, що втрачається на переїзди і переходи до енергетичного обладнання, год.:

$$t_{\pi} = \frac{l_e \cdot 2}{V}, \quad (147)$$

де V - середня швидкість руху людини (якщо енергетичне обладнання знаходиться на відстані до 5 км від місця розташування енергослужби) або транспортного засобу (якщо енергетичне обладнання знаходиться на відстані понад 5 км від місця розташування енергослужби);

l_e - еквівалентна відстань до енергетичного обладнання, км

$$l_e = \frac{\sum_{j=1}^n l_j \cdot Q_{pj}}{Q_p}, \quad (148)$$

де l_j - відстань від місця розташування енергослужби до j -го технологічного об'єкта, де знаходиться енергетичне обладнання (див. рис. 30), км.

Визначення доцільного місця розташування енергослужби з урахуванням трудомісткості планових робіт та місцевої інфраструктури дозволить підвищити рентабельність енергослужби внаслідок скорочення часу на переходи та переїзди персоналу до об'єктів обслуговування та запобігання надмірної витрати палива транспортними засобами.

Приклад. Визначити еквівалентні координати доцільного місця розташування спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання при таких вихідних даних щодо 1-го, 2-го, 3-го, 4-го технологічних об'єктів, енергетичне обладнання яких підлягає ТО та ремонту:

1. $Q_{p1} = 234$ люд.-год.; $X_1 = 4$; $Y_1 = 2$;
2. $Q_{p2} = 404$ люд.-год.; $X_2 = 1$; $Y_2 = 7$;
3. $Q_{p3} = 105$ люд.-год.; $X_3 = 6$; $Y_3 = 9$;
4. $Q_{p4} = 371$ люд.-год.; $X_4 = 8$; $Y_4 = 5$.

1) Визначаємо сумарну річну трудомісткість планових робіт спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання

$$Q_p = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} = 234 + 404 + 105 + 371 = 1114 \text{ люд.-год.}$$

2) Визначаємо еквівалентні координати доцільного місця розташування спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання

$$X_{екв} = \frac{\sum_{j=1}^4 X_j \cdot Q_{pj}}{Q_p} = \frac{4 \cdot 234 + 1 \cdot 404 + 6 \cdot 105 + 8 \cdot 371}{1114} = 4,4.$$

$$Y_{екв} = \frac{\sum_{j=1}^4 Y_j \cdot Q_{pj}}{Q_p} = \frac{2 \cdot 234 + 7 \cdot 404 + 9 \cdot 105 + 5 \cdot 371}{1114} = 5,5.$$

11.5 Визначення штатної чисельності персоналу енергослужби

Так як завдання визначення чисельності обслуговуючого персоналу має декілька невідомих даних, що зумовлено нерівномірністю завантаження робітників протягом доби і року, відсутністю відомостей про витрати часу на переходи, переїзди, підготовку та закінчення робіт тощо, то для прийняття правильного рішення слід визначити насамперед нормативну середньорічну чисельність робітників за виразом

$$\bar{N} = \sum_{i=1}^n \bar{N}_i, \quad (149)$$

де n - кількість складових виробничої програми енергослужби (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання);

\bar{N}_i - нормативна середньорічна чисельність робітників для виконання i -ої складової виробничої програми енергослужби (ТО та ПР, оперативне обслуговування тощо):

$$\bar{N}_i = \frac{Q_{pi}}{\Phi}, \quad (150)$$

де Q_{pi} - річна трудомісткість виконання і-ої складової виробничої програми енергослужби, люд.-год. ;

Φ - річний фонд робочого часу одного робітника, год., визначається по числу робочих днів року і тривалості робочого дня в годинах за виразом (146).

Наприклад, нормативна середньорічна чисельність робітників для ТО і ПР енергетичного обладнання визначається за виразом

$$\bar{N}_{\text{ТОіР}} = \frac{Q_1 + Q_2}{\Phi}, \quad (151)$$

а нормативна середньорічна чисельність робітників для оперативного обслуговування енергетичного обладнання визначається за виразом

$$\bar{N}_o = \frac{Q_3}{\Phi}. \quad (152)$$

Розрахунки за виразами (149)-(152) передбачають, що кожний вид робіт відповідає нормованій трудомісткості, та кожний робітник використовує робочий час з нормованою продуктивністю. На практиці всі ці припущення не виконуються, тому гарантована чисельність робітників визначається за виразами

$$N_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n N_{\Gamma i}, \quad (153)$$

де $N_{\Gamma i}$ - гарантована чисельність робітників для виконання і-ої складової виробничої програми енергослужби:

$$N_{Гi} = \bar{N}_i \cdot (1 + d \cdot K_Q) \cdot (1 + d \cdot K_F), \quad (154)$$

де K_Q, K_F - коефіцієнти варіації обсягу робіт і продуктивності робітників (визначають за результатами обстеження енергослужби);

$d = 1 \dots 2$ - оцінка довірчого інтервалу зміни випадкових величин.

В наближених розрахунках використовують вирази

$$K_Q = (q_{\max} - q_{\min}) / 6q_{\text{cp}}, \quad (155)$$

$$K_F = (f_{\max} - f_{\min}) / 6f_{\text{cp}}, \quad (156)$$

де $q_{\max}, q_{\min}, q_{\text{cp}}$ - відповідно найбільша, найменша і середня трудомісткість виконання ТО (ремонт) однотипового енергетичного обладнання одним і тим же робітником;

$f_{\max}, f_{\min}, f_{\text{cp}}$ - відповідно найбільша, найменша і середня трудомісткість виконання різними робітниками ТО (ремонт) одного і того ж енергетичного обладнання.

Коефіцієнти варіації змінюються в межах: $K_Q = 0,03 \dots 0,12$; $K_F = 0,05 \dots 0,15$, при цьому чим вище рівень експлуатації, тим менші значення коефіцієнтів.

Кінцеве рішення щодо чисельності робітників приймають при обґрунтуванні структури енергослужби (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання підприємств АПК).

11.6 Структура енергослужби

Важливим і відповідальним моментом організації енергослужби (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання підприємств АПК) є обґрунтування структурної схеми служби, що відображає взаємозв'язки між окремими підрозділами, функції та підлеглість. Приклад загальної структури енергослужби за складовими виробничої програми зображено на рисунку 31.



Рисунок 31 – Приклад загальної структури енергослужби за складовими виробничої програми

В кожному конкретному випадку розробляють таку структуру енергослужби, яка найбільш доцільна в конкретних умовах.

Наприклад, можна виділити спеціалізовану бригаду оперативного обслуговування енергетичного обладнання. Кількість членів цієї бригади визначається за виразом (152). Члени бригади можуть періодично змінюватися (бути черговими). Можна створити спеціалізовану бригаду з ТО та ремонту контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації. Бригади можуть закріплюватися за окремими ділянками або отримувати наряди на роботу щоразу на іншій ділянці обслуговування.

При обґрунтуванні структури енергослужби слід враховувати, що за вимогами безпеки праці в бригаді для виконання деяких робіт технічної експлуатації електрообладнання повинно бути не менше двох електромонтерів, один з яких призначається старшим.

На ділянках обслуговування 1 категорії з обсягом робіт понад 200 у.о. (або з річною трудомісткістю робіт понад 3720 люд.-год.) керівництву підприємства допускається мати додатковий персонал. Розряди робітників встановлюються залежно від категорії ділянок обслуговування.

Штат інженерно-технічних працівників енергослужби визначають за типовими штатними нормативами, що враховують загальну кількість у.о. (або річну трудомісткість робіт), річне споживання електроенергії на виробничі потреби, потужність котелень, площу теплиць та парників на технічному обігріві за Системою ПЗРЕсг, Системою ТОР ЕО тощо.

11.7 Складання річного графіка технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання

Згідно з вимогами ПТЕ графіки ремонтів, технічного обслуговування і їхні обсяги визначаються щорічними планами, які підписуються особою, відповідальною за електрогосподарство, та затверджуються керівником. Зазначені графіки можуть складатися на основі проведеного діагностування технічного стану електроустановок. Термін технічного обслуговування і ремонту визначається ПТЕ, діючими галузевими нормами, ін-

струкціями заводів-виробників. Збільшення або зменшення періодичності та збільшення тривалості ремонту порівняно з нормативними термінами допускають залежно від стану електроустановок, відповідного технічного обґрунтування та за результатами контролю основних експлуатаційних характеристик обладнання.

Метою складання річного графіка (графіка на місяць, квартал) ТО та ремонту енергетичного обладнання є визначення календарних строків проведення та фактичної річної кількості ТО та ремонтів енергетичного обладнання, сезонних ТО (коли додатково виконують роботи з консервації і розконсервації енергетичного обладнання, що працює сезонно) з врахуванням необхідності рівномірного розподілу (за трудомісткістю) всіх видів робіт протягом визначеного терміну. На основі річного графіка визначають фактичну річну трудомісткість, кількість запасних частин та інших ресурсів, необхідних для проведення планових робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання підприємств АПК.

При складанні графіка намагаються добитися повної зайнятості обслуговуючого персоналу протягом року, рівномірного завантаження всієї енергослужби протягом року, передбачити максимальне скорочення витрат часу на переходи та переїзди обслуговуючого персоналу між об'єктами.

При розробці річного графіку планових робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання враховують такі вимоги:

- планування ТО та ремонту енергетичного обладнання необхідно здійснювати згідно нормативів періодичності цих робіт;
- відхилення від нормованої періодичності проведення планових робіт технічної експлуатації не повинні перевищувати $\pm 35\%$;
- прагнути планувати ПР енергетичного обладнання, що використовується за призначенням сезонно, в період його простою;
- прагнути планувати ПР електричної частини машин і самих робочих машин в одні й ті самі календарні терміни;

- якщо планується здійснити ПР в період використання енергетичного обладнання за призначенням, то кількість ТО зменшується на кількість ПР;
- сезонне ТО енергетичного обладнання здійснюється, якщо воно не використовується за призначенням понад два місяці. Якщо в період простою енергетичного обладнання планується проведення ПР, то консервація енергетичного обладнання потрібна після ПР тільки у випадку, якщо воно не буде використовуватися за призначенням після ПР протягом понад два місяці. Розконсервація здійснюється перед сезоном використання енергетичного обладнання за призначенням.

Для забезпечення якісного та своєчасного виконання робіт технічної експлуатації необхідно передбачити, щоб в кожний одиничний період планування кількість необхідного для виконання запланованих на цей період робіт обслуговуючого персоналу не перевищувала фактичної кількості обслуговуючого персоналу (N_{ϕ}). N_{ϕ} визначається при обґрунтуванні структури енергослужби (або спеціалізованого підприємства з технічної експлуатації енергетичного обладнання). При цьому внаслідок наближення розрахункових значень до цілого числа, допустимого збільшення персоналу для обслуговування ділянок I категорії з обсягом робіт понад 200 у.о., збільшення персоналу з вимог безпеки праці отримуємо

$$N_{\phi} \geq N_{\Gamma}, \quad (157)$$

Таким чином, N_{ϕ} практично завжди більше ніж N_{Γ} (гарантованої чисельності робітників), що дає можливість планувати роботи технічної експлуатації з деякими варіаціями щодо трудомісткості робіт за періодами планування з врахуванням вимоги

$$Q_{ip} \leq \Phi_i \cdot N_{\phi}, \quad (158)$$

де Q_{in} - трудомісткість запланованих на i -ий період робіт технічної експлуатації, люд.-год.;

Φ_i - фонд робочого часу i -го періоду планування робіт технічної експлуатації, год..

11.8 Обсяги та технології технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання

Під час технічного обслуговування і ремонту необхідно виконувати вимоги нормативних, технологічних та конструкторських документів.

11.8.1 Технічне обслуговування енергетичного обладнання у разі використання за призначенням

Типові операції технічного обслуговування *асинхронних електродвигунів з короткозамкнутим та фазним ротором*: обчистити корпус електродвигуна від пилу та бруду, перевірити справність заземлення, підтягнути болти кріплення двигуна до фундаменту або робочої машини, перевірити ступінь нагріву та рівень вібрації корпусу, перевірити центрування двигуна з робочою машиною, надійність кріплення шківів на валу двигуна, перевірити надійність кріплення контактних з'єднань, впевнитися у відсутності ненормальних шумів при роботі двигуна, перевірити стан контактних кілець та щіткового механізму у двигуна з фазним ротором, виміряти опір ізоляції обмоток, у разі виявлення дрібних дефектів – усунути їх.

Типові операції технічного обслуговування *заглибних електродвигунів*: виміряти опір ізоляції обмотки статора відносно заземлених частин електронасосної установки, виміряти струм електродвигуна амперметром або вимірювальними кліщами, впевнитися у відсутності підвищеної вібрації та сторонніх шумів.

Типові операції технічного обслуговування *синхронних генераторів*: обчистити корпус генератора та збуджувача; перевірити кріплення генератора та збуджувача до фундаменту або рами; перевірити стан з'єднання генератора з двигуном; впевнитися у відсутності підвищеної вібрації під час роботи генератора; перевірити стан заземлення корпусу генератора; перевірити

стан проводів, ізоляційної панелі коробки виводів, контактних з'єднань; перевірити легкість обертання якоря; перевірити стан щіткового механізму; замінити пошкоджені щітки та пружини; перевірити стан траверси, цілість її ізоляції; перевірити стан колектора генераторів СГ, контактних кілець генераторів ЕСС, ЕСС5, ПСГС, ДСГ і СГ і розрізного кільця механічного випрямляча генераторів ЕС; виміряти опір ізоляції обмоток, щіткового механізму та збуджувача; за необхідністю додати мастила в підшипникові камери.

Типові операції технічного обслуговування *повітряних ліній напругою 0,38 кВ (огляду)*: перевірити стан траси ПЛ (наявність під проводами сторонніх предметів, протипожежний стан траси, нахили опор, перекося елементів тощо); перевірити стан проводів (наявність обривів окремих дровів, стріли провису, наявність накидів тощо); оглянути опори та стійки, впевнитися в наявності на них плакатів та інших знаків, наявності та цілості заземлювальних проводів; оглянути ізолятори, комутаційну апаратуру, кабельні муфти на спусках, розрядники тощо.

Типові операції технічного обслуговування *кабельних ліній напругою 0,38 кВ (огляду)*: перевірити стан траси КЛ (впевнитися у відсутності промоїн, провалів, ушкоджень кріплень, що загрожують цілісності кабелів у місцях їхнього перетину з каналами, кюветами і ярами); переконатися у наявності і перевірити стан постійних застережних плакатів, пікетів-орієнтирів на трасі лінії; перевірити стан кабельних муфт; у місцях переходу кабелів на стіни будинків або на опори повітряних ліній електропередавання перевірити захист кабелів від механічних ушкоджень, справність кінцевих муфт, переконатися у відсутності іржі, вм'ятин на броні і тощо; оглянути з'єднання стиків рейок у місцях перетинів і зближень КЛ з електрифікованими залізницями на відстані не менше 100 м в обидва боки від перетинів або зближення.

Типові операції технічного обслуговування *розподільчих пристроїв напругою до 1000 В*: оглянути та обчистити розподільчий пристрій та щити; знявши кришку або кожух апарата, видалити пил, бруд, кіпоть із зовнішніх і доступних внутрішніх його частин, продути їх стисненим сухим повітрям і обчистити обтиральним матеріалом; ослаблені гвинти і гайки кріплення

підтягнути; перевірити надійність заземлення металевих корпусів, щитів, пускової і захисної апаратури; ослаблені контакти розібрати, зачистити контактні поверхні, змастити технічним вазеліном і знову скласти; перевірити стан контактів у місцях з'єднань проводів з апаратами, ослаблені контакти підтягнути, а ті, що мають кольори мінливості, затемнення або окислення поверхні, розібрати, зачистити і скласти; перевірити відсутність механічних пошкоджень, тріщин, відшарувань та обвуглених ділянок на ізоляції проводів, які підводять живлення до апаратів, а також проводів кіл вторинної комутації; ділянки проводів з незначними пошкодженнями ізолювати поліхлорвініловою стрічкою; перевірити справність комутаційних апаратів при вмиканні вручну без напруги та під напругою; перевірити цілісність ущільнювачів апаратів; відновити написи на пусковій і захисній апаратурі, які стосуються електроприймача.

Типові операції технічного обслуговування *силових електропроводок*: обчистити електропроводку від пилу та бруду; перевірити стан заземлення металевих захисних конструкцій; перевірити стан кріплення електропроводки, закріпити за необхідності окремі ділянки; виміряти опір ізоляції; перевірити електричні з'єднання; перевірити міцність кріплення механічного захисту проводки; перевірити відповідність площі поперечного перерізу фактичному струмовому навантаженню, стан маркування.

Типові операції технічного обслуговування *освітлювальних електропроводок*: обчистити електропроводку від пилу та бруду; перевірити стан заземлення металевих захисних конструкцій; перевірити стан кріплення електропроводки, закріпити за необхідності окремі ділянки; виміряти опір ізоляції; перевірити стан вимикачів, розеток, дефекти усунути; перевірити стан з'єднань проводів у розгалужувальних коробках; місця проводок з пошкодженою ізоляцією підсилити накладанням кількох шарів ізоляційної стрічки.

Типові операції технічного обслуговування *освітлювальних та опромінювальних установок*: виміряти рівень освітленості (опроміненості) в контрольних точках; обчистити світильник (опромінювач) від пилу і бруду, перевірити його працездатність, замінити перегоріли лампи; перевірити відповідність ламп типу

світильника (опромінювача), в якому вони працюють; перевірити стан ізоляції проводів у місці вводу в світильник (опромінювач); перевірити надійність приєднання нульового проводу до затискача на корпусі світильника (опромінювача); замінити захисне скло, що має тріщини або сколи; зняти корпус патрона і перевірити стан його частин; зачистити контакти, що окислилися або підгоріли, зібрати патрон; підтягнути послаблені затискачі; у світильників (опромінювачів) з газорозрядними лампами перевірити надійність кріплення до корпусу світильника (опромінювача) пускорегулювального апарату (ПРА), конденсаторів, патронів, клемних колодок.

Технічне обслуговування *теплових установок і мереж* включає обов'язкові контрольні огляди, випробування, регулювання, налагодження, очищення, змащування обладнання, нескладну заміну деталей, що вийшли з ладу, усунення різних дрібних дефектів і перевірку дотримання вимог експлуатаційних інструкцій.

11.8.2 Ремонт енергетичного обладнання

Типові операції поточного ремонту *асинхронних електродвигунів з короткозамкнутим та фазним ротором*: обчистити корпус електродвигуна від пилу та бруду; від'єднати двигун від мережі живлення та заземлення; у двигунів з фазним ротором від'єднати проводи від пускового реостату; зняти двигун з місця встановлення та розібрати його; пробчистити обмотки, виміряти опір ізоляції, за необхідності просушити обмотки; перевірити стан контактних кілець, за необхідності проточити та відшліфувати їх; відрегулювати щітковий механізм, за необхідності замінити щітки; промити підшипники, перевірити їхній технічний стан і за необхідності замінити; відремонтувати або замінити пошкоджені вивідні проводи обмотки та клемну панель коробки виводів; зібрати двигун, змастити підшипники; здійснити випробування двигуна на неробочому ході; за необхідності пофарбувати двигун; встановити двигун на робочому місці, відрегулювати його центрування з робочою машиною та провести випробування двигуна під навантаженням.

Типові операції поточного ремонту *заглибних електродвигунів*: обчистити корпус; розібрати електродвигун; обчистити і

виявити дефектні деталі та вузли; визначити справність ізоляції обмотки статора; за необхідності замінити вивідні проводи; замінити пошкоджену ізоляцію місць з'єднання обмотки; замінити пошкоджені чи ослаблені пазові клини; встановити або замінити датчик контролю технічного стану; пошліфувати та відполірувати втулки підшипників на роторі; замінити втулки підшипників в підшипникових щитах; за необхідності пошліфувати та відполірувати робочу поверхню п'яти; зібрати електродвигун, провести післяремонтні випробування, пофарбувати електродвигун.

Типові операції поточного ремонту *синхронних генераторів*: обчистити корпус; провести доремонтні випробування; розібрати генератор та обчистити деталі; виявити дефектні вузли та деталі; ізолювати пошкоджені ділянки лобових частин обмоток та котушок полюсів; замінити послаблені бандажі лобових частин обмоток, ізолювати місця механічних пошкоджень або замінити пошкоджені вивідні проводи генератора; виміряти опір ізоляції обмоток генератора, за необхідності просушити ізоляцію обмоток; замінити пошкоджені або послаблені клини; встановити дефекти різьби в отворах для болтів кріплення підшипникових щитів та гвинтів кріплення полюсів; відремонтувати пошкоджені ділянки пакету активної сталі генератора та збуджувача; відремонтувати або замінити пошкоджені контактні кільця; усунути пошкодження з'єднання між кільцями та контактними шпильками; замінити пошкоджену ізоляцію контактних шпильок та пальців щіткотримачів; усунути пошкодження та биття колектора; усунути порушення пайки провідників або секцій обмоток до колекторних пластин збуджувача; відремонтувати пошкоджені або послаблені лопатки вентилятора; замінити зношені підшипники; відремонтувати або замінити дошку затискачів коробки виводів; усунути пошкодження сітки вентиляційних вікон; зібрати генератор; провести налагоджування та післяремонтні випробування; за необхідності пофарбувати поверхню генератора.

Типові операції поточного ремонту *повітряних ліній напруженою 0,38 кВ*: замінити окремі пошкоджені деталі; замінити трубчасті розрядники; відновити номерні знаки і плакати на опорах; вирівняти опори (окремі), траверси; відремонтувати або замінити окремі опори; утрмбувати ґрунт під опорами; перетягнути проводи в прогонах ПЛ; зняти накиди з проводів; замі-

нити обірвані заземлювальні спуски і встановити затискачі; замінити обірвані з'єднання проводів; замінити окремі пошкоджені ізолятори; обмити ізолятори; розчистити рослинність для захисту опор від низових пожеж; вирубати окремі дерева, що загрожують падінням на ПЛ; вирубати кущі в охоронній зоні ПЛ, обрізати гілки.

Типові операції поточного ремонту *кабельних ліній напругою 0,38 кВ*: оглянути КЛ, усунути виявлені дефекти; долити кабельною мастикою кінцеві воронки та муфти з'єднання; перевірити наявність слідів корозії кабельних оболонки та кінцевих воронок та усунути їх; відновити маркування кабелів; підтягнути контактні з'єднання; перевірити температуру жили кабеля та навантаження на нього; виконати необхідні вимірювання та випробування.

Типові операції поточного ремонту *розподільчих пристроїв напругою до 1000 В*: виконати операції технічного обслуговування; відремонтувати замикаючі пристрої і корпус розподільчого пристрою; виконати поточний ремонт елементів розподільчого пристрою згідно з обсягом, передбаченим нормативно - технічною документацією; дефектні елементи розподільчого пристрою замінити; виконати вимірювання та випробування згідно з нормативно – технічною документацією.

Типові операції поточного ремонту *силових електропроводок*: виконати усі операції технічного обслуговування; замінити окремі дефектні ділянки проводки, муфти тощо; перевірити опір ізоляції мегомметром; пофарбувати кронштейни та інші металеві конструкції.

Типові операції поточного ремонту *освітлювальних електропроводок*: виконати усі операції технічного обслуговування; замінити окремі дефектні ділянки проводки, муфти тощо; перевірити опір ізоляції мегомметром; замінити окремі дефектні ділянки проводки, несправні вимикачі та розетки.

Типові операції поточного ремонту *освітлювальних та опромінювальних установок*: обчистити світильник (опромінював) від пилу та бруду, розібрати його, оглянути усі деталі щодо наявності тріщин та сколів; дефектні деталі відремонтувати або замінити; виправити вм'ятини деталей корпусу; обчистити деталі від іржи; покрити місця з пошкодженням фарбуванням ґрунтовкою

та просушити; пофарбувати екранувальну решітку білою емаллю; зібрати схему світильника (опромінювача); перевірити опір ізоляції проводів; перевірити працездатність ламп і встановити їх у світильник (опромінював); підключити світильник (опромінював) до електричної мережі та перевірити його працездатність.

Під час поточного ремонту *теплових установок і мереж* відновлюється працездатність установок та обладнання, замінюються або відновлюються окремі їхні частини для забезпечення нормальної експлуатації теплових установок і мереж до наступного ремонту з номінальною потужністю, продуктивністю і економічністю. Капітальний ремонт передбачає відновлення повного або близького до повного ресурсу вузлів установок і обладнання шляхом відновлення та заміни будь-яких зношених вузлів і деталей, включаючи базові, а також, у разі необхідності, модернізацію устаткування з урахуванням досвіду експлуатації та впровадження нової техніки.

11.8.3 Збереження енергетичного обладнання

Відповідно до вимог стандартів та інших нормативних документів на підприємствах має здійснюватись комплекс організаційних та технічних заходів щодо збереження обладнання.

До організаційних заходів відносяться:

- приймання обладнання на зберігання за актом;
- організація зберігання у різних складських приміщеннях (сховищах), встановлення відповідальності за збереження, облік та контроль обладнання, що зберігається;
- організація проведення технічного обслуговування обладнання, що зберігається.

Основним з технічних заходів є технічне обслуговування обладнання і, у разі необхідності, його повторна консервація. Конкретні рекомендації щодо зберігання виробів містяться у експлуатаційній документації підприємств-виробників, зокрема в інструкціях з експлуатації.

Консервація має провадитись за температури навколишнього середовища 15...20 °С та відносній вологості 70%, за умови відсутності агресивних газів, пари кислот та лугів.

Поверхні, що підлягають консервації, попередньо мають бути ретельно оброблені дрібнозернистим шліфувальним папером, а після цього протерті бензином чи уайт-спиртом.

Матеріалами для консервації можуть слугувати: олива консерваційна К-17; олива консерваційна НГ-203; мастило пластичне ПВК; мастило ЦИАТИМ-203; солідол технічний С. Для консервації та наступного зберігання у закритих приміщеннях електромагнітних комутаційних апаратів, захисних пристроїв тощо використовують папір інгібований марок А, Б, В, НДА; папір парафінований. Мاستила наносяться пензлем або тампоном (густі мастила перед цим розплавляються).

Поряд із зберіганням у сховищах можливе зберігання і на місці установки обладнання, особливо великогабаритного, із захистом його від негативного впливу атмосферних опадів та сонячної радіації.

Перед вводом в експлуатацію обладнання, що використовується сезонно, розконсервовують, оформивши видачу зі складу актом. Всі вузли і елементи обладнання ретельно перевіряються (з обов'язковою перевіркою опору ізоляції електрообладнання), проводиться пробне вмикання (пуск) і налагодження захисних апаратів.

11.8.4 Ремонтно-обслуговуюча база енергослужби

Виконання у повному обсязі і з належною якістю комплексу робіт з обслуговування та ремонту енергетичного обладнання потребує створення необхідної ремонтно-обслуговуючої бази енергослужби сільськогосподарського підприємства. До її складу входять стаціонарні засоби - пункти ТО і ремонту, пости електрика, електротехнічні дільниці, а також пересувні засоби - електромайстерні, електролабораторії тощо.

Наприкінці 80-х років були розроблені типові проекти стаціонарних технічних засобів з експлуатації техніки.

Проекти постів електрика розроблені з розрахунку можливості виконання річного обсягу робіт технічної експлуатації 3720 люд.-год. (200 у.о.е.), 7440 люд.-год. (400 у.о.е.) та 11160 люд.-год. (600 у.о.е.).

Пости електрика призначені для розташування на ділянках обслуговування (населений пункт, ферма тощо). Вони оснащені

комплектом монтерського та слюсарного інструменту, мегаомметрами, покажчиками напруги, необхідними меблями тощо для проведення ТО електрообладнання, невеликих ремонтних робіт; зберігання витратних матеріалів, запасних частин, технічної документації та захисних засобів.

Проектними інститутами розроблені типові проекти пунктів ТО та ремонту електрообладнання на річний обсяг робіт 39060 люд.-год. (2100 у.о.е.) та 78120 люд.-год. (4200 у.о.е.). Розташування цих пунктів повинно відповідати умовам мінімізації часу на переходи та переїзди робітників до об'єктів обслуговування та витрат палива транспортних засобів (див. п.11.4). Пункт ТО та ремонту повинен забезпечити проведення ТО та ПР електрообладнання, оперативного обслуговування, зберігання в достатній кількості витратних матеріалів та запасних частин, технічної документації, захисних засобів, інструментів. На пункті ТО та ремонту передбачені цехи очищення та фарбування, ремонту електродвигунів, пускозахисної апаратури, освітлювальних та опромінювальних установок, ремонту та налагодженню засобів зв'язку, просичування та сушіння, кабінетів з техніки безпеки та побутових приміщень.

Під час ТО, налагодження та ремонту енергетичного обладнання застосовують:

- стенди УСГА, МИИСП і 13УН-1 для налагодження пускозахисної апаратури (див. рисунок 31);
- комплект К505 для вимірювання струму, напруги і потужності;
- покажчики фаз Е117, Е117.1, „Фаза-І”;
- вказівники напруги Е119;
- тахометр ІО-30;
- мости постійного струму Р333 і МО-62, потенціометр ПП-63, люксметр ІО-16;
- вимірювач опору петлі фаза-нуль ЕР180 та ЕР 180М;
- джерело регульовальної напруги ІРН-64;
- магазини опорів МСР-63, комплексної взаємної індуктивності Р5017, ємності, генератори, осцилографи тощо.

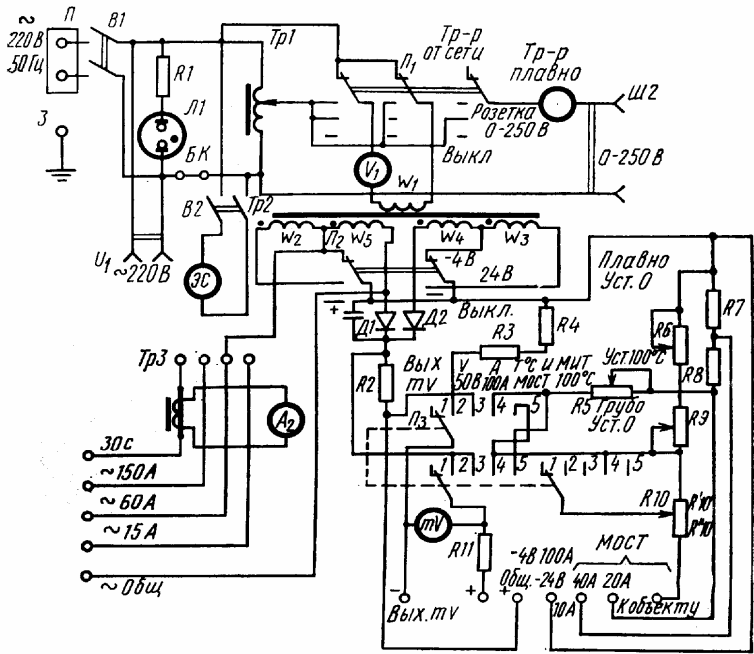


Рисунок 31 - Універсальний стенд сільського електрика конструкції МІІСП. Схема електрична принципова.

Вітчизняна промисловість виготовляє мегаомметри ЕС з живленням від мережі змінного струму та від вбудованого електромеханічного генератора ($U_{\text{вимір}} = 100, 250, 500, 1000, 2500 \text{ В}$); вимірювачі опору заземлення Ф4103-М1 (діапазон вимірювань від 0-0,3 Ом до 0-15 кОм); мікроомметри Ф4104-М1 (діапазон вимірювань від 0-100 мкОм до 0-10 МОм) тощо.

Робітники служби технічної експлуатації енергетичного обладнання можуть використовувати набір інструментів для слюсаря-електрика ПІМ-1424, комплект інструментів для слюсаря-електрика 70-7980-2219, комплект інструменту електро-

слюсаря контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації 70-980-2220.

У додатку 3 наведені основні технічні характеристики стаціонарних та пересувних технічних засобів ТО і ремонту енергетичного обладнання.

11.9 Стратегія технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання АПК

Стратегія технічного обслуговування та ремонту – система принципів організації й проведення технічного обслуговування та ремонту.

Наведемо декілька прикладів принципів організації ТО та ремонту техніки:

- *принцип непланових ТО та ремонтів*, коли виконують технічні огляди, за їх результатами – непланові ТО, а відновлювальні роботи зумовлені втратою техніки здатності виконувати потрібну функцію;

- *принцип регламентованих ТО та непланових ремонтів*, коли періодично здійснюють в планові строки регламентоване ТО, а неплановий ремонт – за необхідності, якщо техніка втратила здатність виконувати потрібну функцію;

- *принцип регламентованих заходів*, коли періодично здійснюють в планові строки регламентовані ТО та ремонт незалежно від технічного стану об'єкта та неплановий ремонт - за необхідності, якщо техніка втратила здатність виконувати потрібну функцію;

- *принцип ТО та ремонту за технічним станом*, коли здійснюють ТО з періодичним або безперервним контролем з використанням засобів технічного діагностування та ремонт за технічним станом об'єкта.

Застосування того чи іншого принципу (або одразу декількох принципів) визначає стратегію ТО та ремонту енергетичного обладнання підприємств АПК, доцільність впровадження якої залежить від результатів її економічного обґрунтування.

Наприклад, принцип організації непланових ТО та ремонтів техніки найбільш доцільно використовувати, коли сума витрат підприємства при відмові техніки, тобто витрат на непланові ремонти техніки та технологічних збитків від простою технологічних процесів, ($V_{\text{пр}}$) не перевищує витрат на періодичне виконання профілактичних заходів ($V_{\text{п}}$), якщо б вони були б запроваджені. Тобто

$$V_{\text{пр}} \leq V_{\text{п}}. \quad (159)$$

Цим умовам відповідає експлуатація, наприклад, найпростішої техніки або найнадійнішої, яка експлуатується майже в ідеальних умовах.

Аналіз вітчизняного та закордонного досвіду експлуатації техніки свідчить, що усі принципи організації ТО та ремонту техніки мають свої недоліки та переваги.

Серед *недоліків принципів організації ТО та ремонту техніки на основі планування цих робіт* такі основні:

- методика обґрунтування оптимальних строків планових робіт недосконала внаслідок складної структури (послідовної та паралельної) сучасних технічних систем;
- проведення регламентованих ТО та ремонту не враховує технічного стану об'єкта і деякі з операцій цих заходів можуть бути зайвими;
- існує ймовірність відмов окремих одиниць техніки в період між проведенням запланованих ТО та ремонтів.

Основні переваги принципу організації ТО та ремонту техніки на основі планування цих робіт такі:

- увесь масив планових робіт, що проводяться протягом терміну служби техніки, містить однотипні цикли, які послідовно повторюються;
- правильне планування дозволяє визначити найменший рівень сумарного обсягу робіт, який достатній для підтримання необхідного технічного стану об'єкта;
- найменший рівень робіт з ТО та ремонту незмінного парку техніки залишається практично незмінним.

Серед *недоліків принципу організації ТО та ремонту техніки за технічним станом*, які перешкоджають його широкому застосуванню, такі основні:

- для реалізації цього принципу необхідно мати для кожного виду техніки узагальнений параметр (параметри), який характеризує його стан;
- для реалізації цього принципу необхідно знати імовірнісні закономірності зміни узагальненого параметра (параметрів) як випадкового процесу та стохастичний зв'язок між можливими значеннями цього параметру (параметрів) та ймовірністю відмови;
- застосування засобів безперервного діагностування має порівняно велику вартість.

Як переваги принципу організації ТО та ремонту техніки за технічним станом слід відзначити:

- цей принцип порівняно більше враховує конструктивні й технологічні особливості техніки;
- перехід до організації й проведення ТО та ремонту техніки за цим принципом дозволяє скоротити обсяг робіт (приблизно на 30%).

Основними особливостями технічної експлуатації енергетичного обладнання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва є те, що на ділянках обслуговування використовується неоднотипове енергетичне обладнання з різними режимами роботи і умовами навколишнього середовища, крім того, енергетичне обладнання (навіть в межах одного сільськогосподарського підприємства) розміщується на значних відстанях одне від одного.

Ці особливості обслуговування енергетичного обладнання підприємств АПК впливають на ефективність його технічної експлуатації.

Значний типорозмір енергетичного обладнання та його широка номенклатура вимагає наявності в службі технічної експлуатації відповідно широкої номенклатури резервного обладнання, запасних частин, технічних засобів, витратних матеріалів для ТО та ремонту енергетичного обладнання, що в умовах сіль-

ського господарства не завжди вдається забезпечити, особливо якщо технічна експлуатація енергетичного обладнання виконується лише за принципами непланових заходів технічної експлуатації.

Складні умови електропостачання, використання та навколишнього середовища на підприємствах АПК є причиною низької надійності енергетичного обладнання, а внаслідок значних відстаней між енергетичним обладнанням та недостатньої якості транспортних зв'язків між об'єктами обслуговування, недостатнього матеріального забезпечення не завжди вчасно усуваються відмови енергетичного обладнання. Для багатьох технологічних процесів сільськогосподарського виробництва відмова їхнього енергетичного обладнання, яка своєчасно не усунена, викликає дуже значні збитки підприємства.

Все вищезгадане робить неефективною технічну експлуатацію енергетичного обладнання лише за принципом непланових ТО та ремонтів. Тому в сучасних умовах на підприємствах АПК в багатьох випадках залишається найбільш ефективним застосування *принципів ТО та ремонту енергетичного обладнання на основі планування* цих робіт (з ретельним коригуванням нормованої періодичності ТО та ремонтів залежно від конкретних умов експлуатації обладнання) та їхнє виконання за графіком.

Як найбільш економічно виправданий принцип організації ТО та ремонту енергетичного обладнання за технічним станом з періодичним контролем буде все більше застосовуватися на підприємствах АПК за умови достатнього розвитку засобів діагностування та методик прогнозування технічного стану обладнання. Принцип організації ТО та ремонту енергетичного обладнання за технічним станом з безперервним контролем в умовах сільськогосподарського виробництва внаслідок великої вартості засобів безперервного діагностування обладнання може застосовуватися лише там, де є небезпека величезних збитків підприємства внаслідок відмови техніки.

Подальше *вдосконалення стратегії ТО та ремонту енергетичного обладнання* відбувається за такими основними напрямками:

- розвиток *принципу запобігання обслуговування*, коли прагнуть скоротити або повністю усунути необхідність проведення ТО та ремонту обладнання внаслідок застосування обладнання з кращими показниками надійності, тобто основи цього принципу закладаються на стадіях проектування та вибору енергетичного обладнання або його деталей та вузлів для заміни під час ремонту;

- розвиток *принципу коригувального обслуговування*, коли на основі регулярного аналізу витрат на ТО та ремонт енергетичного обладнання прагнуть виявити вузли та деталі, ТО та ремонт яких викликає надмірно великі витрати, причини цих підвищених витрат та запроваджувати зміни до заходів технічної експлуатації, спрямовані на зменшення витрат;

- розвиток *принципу прогностного обслуговування*, коли здійснюють прогнозування можливих несправностей енергетичного обладнання на основі періодичного та безперервного контролю за технічним станом обладнання та його вузлів.

11.10 Контроль якості технічної експлуатації енергетичного обладнання

Так як система технічного обслуговування та ремонту - це сукупність взаємопов'язаних засобів документації, технічного обслуговування, ремонту й виконавців, необхідна для підтримання та відновлення *якості* виробів, що входять у цю систему, то ISO 9011 (Рекомендації по аудиту систем менеджменту якості і/чи навколишнього середовища) розповсюджуються й на питання, що пов'язані з організацією та виконанням робіт технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання. Тому для контролю якості технічної експлуатації енергетичного обладнання зручно використовувати інструменти енергетичного менеджменту, зокрема, аудит. Аудит системи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК є необхідним для коригування, доопрацювання та вдосконалення вказаної системи з метою підвищення надійності енергетичного обладнання – основи його ефективної експлуатації.

Згідно ISO 9011 (Рекомендації по аудиту систем менеджменту якості і/чи навколишнього середовища):

- критерії аудиту - це сукупність політики, методик чи вимог, які використовують як еталон;
- доказ аудиту - це протоколи, виклади фактів чи інша інформація, що є істотними для критеріїв аудиту і уможливають їхню перевірку (доказ аудиту може бути якісним або кількісним);
- дані аудиту - це результати оцінювання зібраних доказів аудиту за критеріями аудиту (дані аудиту можуть вказувати на відповідність чи невідповідність критеріям аудиту або на можливість поліпшення);
- висновок аудиту - це підсумок аудиту, який формулює група з аудиту в результаті розгляду всіх даних аудиту з урахуванням цілей аудиту.

Критеріями аудиту системи технічної експлуатації енергетичного обладнання є:

- нормативи періодичності проведення технічних обслуговувань та ремонтів, що встановлені нормативними документами, діючими галузевими нормами, інструкціями заводів-виробників;
- методики розрахунку річної трудомісткості робіт технічної експлуатації та визначення необхідної чисельності обслуговуючого персоналу;
- методики технічного обґрунтування збільшення або зменшення періодичності та збільшення тривалості ремонту порівняно з нормативними термінами;
- основні експлуатаційні характеристики обладнання, що встановлені заводом-виробником;
- інструкції заводів-виробників з транспортування та зберігання обладнання.

Докази аудиту системи технічної експлуатації енергетичного обладнання збираються безпосередньо на підприємствах АПК, де є енергетичне обладнання, що підлягає технічній експлуатації. Як докази аудиту використовується інформація стосовно:

- обраної стратегії технічної експлуатації енергетичного обладнання;

- обліку енергетичного обладнання та робіт технічної експлуатації (форми звітності, застосування комп'ютерних технологій тощо);

- структури енергослужби (обґрунтування необхідної кількості персоналу, розподілу робіт між бригадами тощо);

- вибору місця розташування енергослужби;

- забезпечення витратними матеріалами та запасними частинами для проведення робіт технічної експлуатації;

- дотримання вимог інструкцій заводів-виробників обладнання щодо транспортування та зберігання обладнання;

- показників надійності енергетичного обладнання.

Дані аудиту системи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК (результати оцінювання доказів аудиту) формулюються стосовно:

- доцільності обраної стратегії технічної експлуатації в конкретних умовах підприємства АПК;

- відповідності вимогам нормативно-технічної документації звітності та обліку енергетичного обладнання;

- відповідності вимогам нормативно-технічної документації та науково обґрунтованим методикам організації та виконання робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання;

- ступеню впровадження комп'ютерних технологій;

- відповідності основних експлуатаційних характеристик енергетичного обладнання встановленим заводом-виробником, та можливості їхнього поліпшення;

- виконання вимог інструкцій заводів-виробників обладнання щодо транспортування та зберігання обладнання;

- відповідності показників ремонтності енергетичного обладнання (середній час активного ремонту, середня оперативна тривалість непланового ремонту, середня тривалість затримки з організаційних причин, середня тривалість затримки через незабезпеченість матеріальними ресурсами, повнота виявлення несправності, повнота ремонту) сучасним вимогам та можливістю їхнього поліпшення.

Серед висновків аудиту системи технічної експлуатації енергетичного обладнання мають бути конкретні обґрунтовані рекомендації. Приклади рекомендацій, що можуть формулюватися у висновках аудиту системи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК, та посилання на джерела, в яких є методичне обґрунтування наведених прикладів рекомендацій, наведені нижче.

1) Рекомендації стосовно вибору стратегії технічної експлуатації, що є доцільною в конкретних умовах сільськогосподарського виробництва.

Вибір стратегії технічної експлуатації енергетичного обладнання має обумовлюватися, насамперед, економічною доцільністю.

2) Рекомендації щодо раціоналізації обліку енергетичного обладнання. Наприклад, такі:

- облік енергетичного обладнання лише в журналах обліку на паперових носіях – трудомістка та неефективна форма обліку;

- облік енергетичного обладнання, що виконується в електронному вигляді з застосуванням електронних документів Microsoft Word – більш ефективна форма обліку, але можливості Microsoft Word обмежені та потребують застосування додаткових програм для необхідних розрахунків, тому можна рекомендувати виконувати та зберігати документацію обліку, зокрема, за допомогою електронних таблиць EXCEL;

- у формах журналів обліку енергетичного обладнання має бути така інформація: інвентарні номери обладнання; технологічні об'єкти, де встановлено обладнання; найменування, тип та характеристики обладнання; дати встановлення, одиниці вимірювань; кількість однотипного обладнання; середовище, де працює обладнання; число годин роботи потягом доби; число місяців роботи протягом року; віддаленість енергетичного обладнання від місця розташування енергослужби; кількість умовних одиниць (за необхідності).

3) Рекомендації щодо планування робіт технічної експлуатації:

- графіки робіт технічної експлуатації мають бути складені та перевірена правильність їх складання за відповідними нормативно-технічними документами та сучасними науково обґрунто-

ваними методиками (графіки ремонтів, технічного обслуговування і їхні обсяги визначаються щорічними планами, які підписуються особою, відповідальною за електрогосподарство, та затверджуються керівником, зазначені графіки можуть складатися на основі проведеного діагностування технічного стану електроустановок – в даному випадку необхідно, щоб терміни проведення контролю технічного стану енергетичного обладнання були технічно обґрунтованими);

- рекомендації щодо раціональної побудови структури енергослужби, спрямовані на забезпечення якісного виконання запланованих робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання найменшою кількістю персоналу (необхідно обґрунтувати формування бригад з виконання робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання з обов'язковим розглядом альтернативних варіантів, наприклад, спеціалізованих бригад з виконання конкретних видів робіт технічної експлуатації всього енергетичного обладнання, або бригад, які виконують усі зазначені роботи, але на закріплених ділянках обслуговування);

- рекомендації щодо використання сучасних комп'ютерних технологій для розрахунків річної трудомісткості робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання та визначення кількості обслуговуючого персоналу;

- рекомендації щодо раціонального вибору місця розташування енергослужби, спрямовані на зменшення непродуктивного часу переходів та переїздів робітників до об'єктів обслуговування та на економію паливних ресурсів.

- рекомендації щодо застосування комп'ютерних технологій при обґрунтуванні необхідної кількості витратних матеріалів та запасних частин для технічної експлуатації енергетичного обладнання;

- рекомендації щодо правильності застосування нормативів витратних матеріалів та запасних частин;

- рекомендації щодо впровадження новітніх технологій при транспортуванні та зберіганні обладнання, які підвищують експлуатаційну надійність енергетичного обладнання (з обов'язковим економічним обґрунтуванням впровадження вказаних рекомендацій).

Безперервний контроль якості технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК шляхом аналізу системи технічного обслуговування та ремонту спрямований на оптимізацію організації та виконання цих видів робіт технічної експлуатації енергетичного обладнання, що дозволить підвищити ефективність його використання.

Питання для самоконтролю

1. Яка основна функція енергослужби (енергвідділу)?
2. Яку групу з електробезпеки повинні мати особа, відповідальна за електрогосподарство, та її заступник для обслуговування електроустановок напругою до 1000 В та для обслуговування електроустановок напругою понад 1000 В?
3. Які особливості призначення особи, відповідальної за електрогосподарство споживачів, у яких електрогосподарство включає тільки ввідно-розподільний пристрій, освітлювальні установки, прилади побутового призначення напругою до 220 В?
4. Що таке стажування та дублювання?
5. Які існують види інструктажів?
6. Які існують види навчання з питань технічної експлуатації електроустановок?
7. Як часто особи, відповідальні за електрогосподарство, повинні проходити періодичне навчання з питань технічної експлуатації електроустановок?
8. В яких випадках проводиться позачергова перевірка знань з питань технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці?
9. Хто має входити до складу комісії споживача з перевірки знань з технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці?
10. В якому випадку комісія з перевірки знань з технології робіт, правил пожежної безпеки та охорони праці є правочинною?
11. Яка тривалість стажування?
12. Що повинен зробити працівник в процесі стажування?

13. Яка тривалість дублювання на робочому місці?

14. Під чийм керівництвом на підприємстві електротехнічні працівники повинні проходити протиаварійні тренування на робочих місцях і відпрацьовувати способи та прийоми запобігання порушенням у роботі обладнання та швидкої ліквідації несправностей і аварій?

15. Що означають терміни „періодичність” та „трудомісткість” технічного обслуговування (ремонту) енергетичного обладнання?

16. Які типові операції технічного обслуговування та ремонту асинхронних електродвигунів?

17. Які технічні засоби використовують для ТО та ремонту енергетичного обладнання АПК?

18. Що означає стратегія технічного обслуговування та ремонту?

19. Які основні напрямки вдосконалення стратегії технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання АПК?

20. Яка мета контролю якості технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК?

Додаток А

РЕКОМЕНДОВАНІ ГОСТ 2.601-95 ФОРМИ ЗАПИСІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДОКУМЕНТАХ

Таблиця А.1 – Результати контролю параметрів

Дата	Причина контролю	Наробіток з початку експлуатації	Результати контролю	Посада, прізвище та підпис особи, яка здійснює контроль

Таблиця А.2 – Рух виробу під час експлуатації

Дата встановлення	Місце встановлення	Дата зняття	Наробіток		Причина зняття	Підпис особи, яка здійснювала встановлення (зняття)
			з початку експлуатації	після останнього ремонту		

Таблиця А.3 – Консервація

Дата	Найменування роботи	Строк дії, роки	Посада, прізвище та підпис

Таблиця А.4 – Облік роботи виробу

Дата	Мета роботи	Час		Тривалість роботи	Наробіток		Хто проводить роботу	Посада, прізвище та підпис особи, яка веде формуляр
		початку роботи	закінчення роботи		після останнього ремонту	з початку експлуатації		

Таблиця А.5 – Облік ТО

Дата	Вид ТО	Наробіток		Підстава (найменування, номер та дата документа)	Посада, прізвище та підпис особи, яка		Примітка
		після останнього ремонту	з початку експлуатації		виконала роботу	перевірила роботу	

Таблиця А.6 – Облік виконання роботи (записи про позапланові роботи та поточні ремонти виробу)

Дата	Найменування роботи і причина її виконання	Посада, прізвище та підпис особи, яка		Примітка
		виконала роботу	перевірила роботу	

Таблиця А.7 – Періодичний контроль основних експлуатаційних та технічних характеристик

Найменування та одиниці вимірювання характеристик, що перевіряються	Номинальне значення	Граничне відхилення	Періодичність контролю	Результати контролю				
				Дата	Значення	Дата	Значення	...

Таблиця А.8 – Зберігання

Дата		Умови зберігання	Вид зберігання	Примітка
приймання на зберігання	зняття зі зберігання			

Таблиця А.9 – Перевірка засобів вимірювання

Найменування і позначення засобів вимірювання	Заводський номер	Дата виготовлення	Періодичність перевірки	Перевірка					Примітка
				Дата	Строк наступної перевірки	Дата	Строк наступної перевірки	...	

Таблиця А.10. – Контроль стану виробу та ведення формуляру

Дата	Вид контролю	Посада особи, яка здійснює перевірку	Висновок і оцінка особи, яка здійснює перевірку		Підпис особи, яка здійснює перевірку	Відмітка про усунення зауваження та підпис
			стану виробу	ведення формуляру		

СТИСЛІ ЗАПИСИ ПРО ЗДІЙСНЕНИЙ РЕМОНТ

_____ № _____
(найменування виробу) (позначення) (заводський номер)

(підприємство, дата)
Наробіток з початку
експлуатації _____
(параметр, який характеризує ресурс або строк служби)

Наробіток після
останнього ремонту _____
(параметр, який характеризує ресурс або строк служби)

Причина надходження до ремонту _____

Відомості про здійснення ремонту _____

(вид ремонту та стислі відомості про ремонт)

Рисунок А.1

СВИДОЦТВО ПРО ПРИЙМАННЯ ТА ГАРАНТІЇ

_____ № _____
(найменування виробу) (позначення) (заводський номер)

_____ згідно _____
(вид ремонту) (найменування підприємства, (вид документу)
умовне позначення)

Прийнят(а) відповідно до обов'язкових вимог державних стандартів і чинної технічної документації та визначений (а) придатним (ою) до експлуатації.

Ресурс до наступного ремонту _____

(параметр, що визначає ресурс)

на протязі строку служби _____ років

(року), в тому числі строк зберігання _____

(умови зберігання, років)

Виконавець ремонту гарантує відповідність виробу вимогам технічної документації при виконанні користувачем вимог чинної експлуатаційної документації.

Начальник ВТК

МП _____ (розшифрування підпису)

(особистий підпис)

Дата

Рисунок А.2

ДОДАТОК Б

ФОРМИ ДОКУМЕНТІВ, НЕОБХІДНИХ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

ФОРМА ЖУРНАЛА ПЕРЕВІРКИ ЗНАТЬ (форма та зразок заповнення)

(міністерство, відомство)

ЖУРНАЛ протоколів перевірки знань

(назва підприємства, організації)

Розпочато “___” _____ р.

Закінчено “___” _____ р.

№ п/п	Прізвище, ім'я та по батькові; обіймана посада (спеціальність) і стаж роботи на цій посаді	Дата попередньої перевірки, група з електробезпеки	Дата і причина перевірки, група з електробезпеки	Тема перевірки (охорона праці, пожежна безпека, технологія робіт)	Рішення комісії (знає, не знає)	Дата наступної перевірки	Підпис особи, що проходить перевірку
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Коваль Петро Іванович електромонтер з 12.05. 1990.	05.02. 1995 IV група до 1000 В	05.02. 1996 Чергова IV група до 1000 В	Законо- давство про охорону праці, Правила пожежної безпеки, ПТЕ	Знає Знає Знає	05.02. 1997	

Голова комісії _____
(підпис, посада; прізвище, ініціали)

Члени комісії _____
(підпис, посада; прізвище, ініціали)

* Використані джерела [30,32,73,85]

ФОРМА НАРЯДА – ДОПУСКА*

Підприємство

Підрозділ

Наряд – допуск №

(для робіт в електроустановках)

Керівнику робіт (наглядачеві)

(посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки)
допускачеві

(посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки)
з членами бригади

(посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки)
доручається

Роботу розпочати: дата _____ час _____

Роботу закінчити: дата _____ час _____

Таблиця Б.1 – Заходи щодо підготовки робочих місць
(перелічити всі робочі місця)

Найменування електроустановок, в яких потрібно провести вимкнення та встановити заземлення	Що повинно бути вимкнено і де заземлено
1	2

Окремі вказівки _____

Наряд видав: дата _____ час _____

Підпис _____

 (посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки)

Наряд продовжив до: дата _____ час _____

Підпис _____

 (посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки)

 (дата)

М.П.

Таблиця Б.2 – Дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск

Дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск видав (посада, прізвище або підпис; перелічити всі робочі місця)	Дата, час	Підпис працівника, який отримав дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск
1	2	3

Робочі місця підготовлені. Під напругою залишилися

Допускач

(підпис; прізвище, ініціали)

Керівник робіт (наглядач)

(підпис; прізвище, ініціали)

Таблиця Б.3 – Інструктаж членів бригади (цільовий) при первинному допуску

Члени бригади (прізвище, ініціали)	Підпис осіб, які пройшли інструктаж	Члени бригади (прізвище, ініціали)	Підпис осіб, які пройшли інструктаж
1	2	3	4

Підпис осіб, які провели інструктаж:

Допускач

Керівник робіт (наглядач)

Таблиця Б.4 – Щоденний допуск до роботи і її закінчення

Бригада проінструктована і допущена на робоче місце				Робота закінчена, бригада виведена	
Назва робочого місця	Дата, час	Підписи		Дата, час	Підпис керівника робіт (наглядача)
		допускача	керівника робіт (наглядача)		
1	2	3	4	5	6

Таблиця Б.5 – Зміни в складі бригади

Введений до бригади (прізвище, ініціали; група з електробезпеки)	Виведений з бригади (прізвище, ініціали; група з електробезпеки)	Дата, час	Дозволив, підпис
1	2	3	4

Роботу повністю закінчено, бригаду виведено;
заземлення, встановлені бригадою, зняті, повідомлено (кому)

(посада)

(прізвище)

Дата _____ час _____

Керівник робіт (наглядач)

(підпис)

*Примітка: група з електробезпеки вказується прописом.

ЖУРНАЛ ОБЛІКУ РОБІТ ЗА НАРЯДАМИ ТА РОЗПОРЯДЖЕННЯМИ*

№ п/п	Обліковий номер і дата видачі		Місце і назва роботи	Особа, яка видала розпорядження (посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки). Підпис	Керівник робіт або наглядач (посада; прізвище, ініціали; група з електробезпеки). Підпис	Члени бригади, яка працює за розпорядженням (посада; прізвище, ініціали; група)	Заходи безпеки під час підготовки робочих місць	До роботи приступили (дата, час)	Робота закінчена (дата, час)
	Наряд	Розпорядження							
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									

*Примітки:

1. Під час робіт за нарядами заповнюються графи 1, 2, 9, 10.
2. Під час робіт за розпорядженнями заповнюються графи 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10.

ЖУРНАЛ ОБЛІКУ І ЗБЕРІГАННЯ ЗАСОБІВ ЗАХИСТУ

(найменування засобів захисту, тип)

Інв. №	Дата випробування	Дата наступного випробування	Дата періодичного огляду	Результат періодичного огляду	Підпис особи, яка проводила огляд	Місце знаходження	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8

Примітки:

1.Періодичні огляди слід проводити не рідше 1 разу на 6 місяців.

2.При виданні протоколу про випробування стороннім організаціям номер протоколу вказується в графі „Примітка”.

ЖУРНАЛ ВИПРОБУВАНЬ ЗАСОБІВ ЗАХИСТУ З ДІЛЕКТРИЧНОЇ ГУМИ

(найменування засобів захисту, тип)

Інв. №	Підприємство – власник засобів захисту	Випробувано підвищеною напругою		Струм, що протікає через виріб, мА	Результат випробування	Дата наступного випробування	Підпис особи, яка проводила випробування
		змінного струму	постійного струму				
1	2	3	4	5	6	7	8

ПРОТОКОЛ

перевірки ізоляції _____

Робоча напруга _____ Ізоляція виміряна
мегаомметром _____

заводський номер _____

№ п/п	Назва обладнання або кабелів, проводів	Переріз і марка	Ізоляція, МОм						Висновок
			A-0	B-0	C-0	AB	BC	CA	

Висновок

Випробування провадили :

(підпис; прізвище, ініціали; посада)

М.П. Керівник робіт _____

**ПРОТОКОЛ
ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ РОЗТІКАННЯ НА
ОСНОВНИХ ЗАЗЕМЛЮВАЧАХ І ЗАЗЕМЛЕННЯХ
МАГІСТРАЛЕЙ І ОБЛАДНАННЯ**

„_____” _____р.

Замовник _____

Об'єкт _____

1. Основні дані вимірювальних приладів

2. Стан погоди протягом останніх трьох днів і в день
проведення вимірювань

3. Спосіб виконання заземлення

4. Дані вимірювань

№ п/п	Вимірюваний об'єкт	Опір, Ом		Примітка
		розтікання	перехідний	

ВИСНОВОК

Випробування провадили:

(підпис; прізвище, ініціали; посада)

М.П.

Керівник робіт _____

ФОРМА ПРОТОКОЛУ ВИПРОБУВАНЬ ЗАСОБІВ ЗАХИСТУ

(найменування лабораторії та дата акредитації)

ПРОТОКОЛ № _____

від „_____” _____ р.

(найменування засобів захисту)

№ _____ кількістю _____ шт.,
які належать

(найменування підприємства)

випробувані напругою змінного струму частотою 50 Гц,
постійного струму (необхідне підкреслити):

ізолювальні частини _____ кВ на протязі _____ с,
робочі частини _____ кВ на протязі _____ с,
струм, що протікає через виріб _____ мА.

Спеціальні вимоги, що обумовлені особливостями
конструкції засобів захисту

Дата наступного випробування _____ р.

Випробування провадив _____
(підпис)

Начальник лабораторії _____
(підпис)

Форма журналу обліку електроенергетичного обладнання (ЕО) сільськогосподарських підприємств

Інв №	Технологічний об'єкт	Найменування, тип, характеристика ЕО	Одиниці виміру	Кількість	Дата встановлення ЕО	Середовище, де працює ЕО	Число годин роботи ЕО протягом доби, год.	Число місяців роботи ЕО протягом року, міс.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблиця Б.6 – Умовні позначення навколишнього середовища, де встановлено енергетичне обладнання (для зручності заповнення стовпця 7 журналу обліку енергетичного обладнання)

Приміщення	Умовні позначення	Приміщення	Умовні позначення
Сухі (вологість до 75 %).	1	Особливо вологі (вологість перевищує 98 %).	4
Вологі (вологість перевищує 75 %).	2	Особливо вологі з хімічно – активним середовищем (вологість 80...100 %, вміст аміаку від 2 до 140 мг/м ³ , сірководню від 10 до 90 мг/м ³ , вуглекислого газу від 0,03 до 0,88 мг/м ³).	5
Пильні (вологість до 98 %, температура від –40°С до +45°С, запиленість до 240 г/м ³).	3	На відкритому повітрі або під навісом.	6

Таблиця Б.7 – Рекомендована форма таблиці для розрахунків річної трудомісткості виробничої програми служби з технічної експлуатації енергетичного обладнання (КР* - стовпець КР додається при необхідності)

Річна трудомісткість виробничої програми технічної експлуатації ЕО, люд.-год.(Q _Р)		13.31
Річна трудомісткість перевірки КВП та ЗА, люд.-год. (Q ₁)		-
Норматив трудомісткості перевірки КВП та ЗА, люд.-год		-
Періодичність перевірки КВП та ЗА, міс.		-
Трудомісткість налагодження, люд.-год.(Q ₂)		-
Трудомісткість монтажу, люд.-год. (Q ₃)		-
Річна трудомісткість робіт з підв. ефект. експл. ЕУ, люд.-год. (Q ₄)		-
Річна трудомісткість оперативн. обслуговування, люд.-год. (Q ₅)		2.66
Річна трудомісткість сезонних ТО, люд.-год. (Q ₂)		-
Річна кількість сезонних ТО		-
Річна трудомісткість, люд.-год.(Q ₁)	ПР(КР*)	6.45
	ТО	4.2
Норматив трудомісткості, люд.-год	ПР(КР*)	4.3
	ТО	0.4
Періодичність, міс.	ПР(КР*)	24
	ТО	3
Число місяців роботи протягом року, міс.		12
Число годин роботи протягом доби, год.		8
Середовище, де використ. ЕО		2
Кількість		3
Одиниці виміру		шт.
Енергетичне обладнання (ЕО)		А. двитун 4А90І4У (2.2 кВт, 15000б/хв.)
Технологічний об'єкт	Агрофірма "Колос"	Транспортер ТС-40М
1. Кормоцех		

ДОДАТОК В

ДОВІДКОВІ ДАНІ ЩОДО УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ВИБОРУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

Таблиця В.1 - Класифікація приміщень за умовами навколишнього середовища

Категорія приміщень	Назви приміщень
1. Сухі (відносна вологість до 60%).	Контори, кімнати відпочинку, клуби, жилі кімнати, гуртожитки, інкубатори, опалювані склади, підсобні приміщення у механічних майстернях.
2. Запилені (за технологічними умовами виробництва пил може виділятися у такій кількості, що можливе його осідання на проводах, проникнення всередину машин, апаратів тощо).	Цехи для подрібнення сухих концкормів, комбікормові підприємства, склади цементу та інших сипучих негорючих матеріалів, пункти післязбирального обробітку зерна.
3. Вологі (пара чи волога, що конденсується, виділяється лише тимчасово у невеликій кількості, відносна вологість знаходиться в межах 60...75%)	Зали їдалень, кухні жилих приміщень, неопалювані склади тощо.
4. Сирі (відносна вологість тривалий час перевищує 75%)	а) овочесховища, доїльні зали, молочарні, кухні їдалень, туалети тощо; б) за наявності установок мікроклімату: корівники, пташники, свинарники, телятники та інші тваринницькі приміщення.
5. Особливо сирі (відносна вологість близька до 100%, підлога і предмети у приміщенні покриті вологою).	Кормоцехи для приготування вологих кормосумішей, теплиці, парники, силосні і сінажні башти, мийки у механічних майстернях. Зовнішні установки під навісом, у сараях та підсобних неопалюваних приміщеннях з температурою, вологістю і складом повітря, що практично не відрізняється від умов зовнішнього навколишнього середовища.

* Використані джерела [2,4,44,73]

Продовження табл.В.1

<p>6. Особливо сирі з хімічно активним середовищем (вологість близька до 100%; постійно чи тривалий час у приміщенні знаходиться пара аміаку NH_3, сірководню H_2S та інших газів невибухонебезпечної концентрації або ж утворюються відкладення, що роз'їдають ізоляцію та струмоведучі частини електрообладнання).</p>	<p>а) корівники, свинарники, пташники, конюшні та інші тваринницькі приміщення, не оснащені установками мікроклімату; б) склади мінеральних добрив.</p>
<p>7. Пожежонебезпечні класу П I, класу П II, класу П Ia.</p>	<p>Склади мінеральних масел; установки для регенерації масел з температурою спалахування пари понад 45°C. Деревообробні цехи, запилені приміщення млинів та елеваторів, зерносковища. Складські приміщення для зберігання горючих матеріалів; корівники, свинарники, телятники та інші тваринницькі приміщення, на горющах яких зберігаються сіно чи солома</p>
<p>8. Вибухонебезпечні (приміщення класу В Ia, зовнішні вибухонебезпечні установки класу В Iг).</p>	<p>Акумуляторні, нафтобази, сховища нафтопродуктів тощо</p>

Таблиця В.2 - Умови експлуатації електротехнічних виробів у приміщеннях з хімічно активним середовищем

Фактори середовища	Величина
<p>Наявність у повітрі хімічних реагентів, г/см^3, не більше: а)аміаку NH_3 : тривало 0,03 короткочасно протягом 5 годин за добу (до 120 діб протягом року) 0,09 б)сірководню H_2S: тривало 0,03 короткочасно протягом 5 годин за добу (до 120 діб протягом року) 0,08 в)вуглекислого газу: тривало 7,8 короткочасно протягом 5 годин за добу (до 120 діб протягом року) 14,7</p>	
<p>Дезінфікуючі засоби</p>	<p>обробіток не рідше одного разу протягом року</p>

Таблиця В.3 - Класифікація умов зберігання електрообладнання

Позначення групи		Текстове позначення групи (місце зберігання)
цифрове	літерне	
1	Л	Опалюване сховище
2	С	Неопалюване сховище у макрокліматичних районах з помірним та холодним кліматом
3	ЖЗ	Неопалюване сховище
4	Ж2	Навіси у макрокліматичних районах з помірним та холодним кліматом; умовно чиста атмосфера
5	ОЖ4	Навіси
6	ОЖ2	Навіси
7	Ж1	Відкриті площадки у макрокліматичних районах з помірним і холодним кліматом; умовно чиста атмосфера;
8	ОЖ3	Відкриті площадки у макрокліматичних районах з помірним і холодним кліматом
9	ОЖ1	Відкриті площадки

Таблиця В.4 - Кліматичні виконання технічних виробів*

Вид клімату в макрокліматичному районі	Позначення	
	російське	латинське
Для експлуатації на суші, річках, озерах		
Помірний	У	N
Помірно-холодний	УХЛ	NF
Холодний	ХЛ	F
Тропічний	Т	T
Тропічний вологий	ТВ	TH
Тропічний сухий	ТС	TA
Для всіх районів	О	U
Для експлуатації в районах з морським кліматом		
Помірно-холодний	М	M
Тропічний	ТМ	MT
Для всіх районів	ОМ	MU
Загальнокліматичне виконання	В	W

*Примітка: вироби виконань **М**, **ТМ**, **ОМ** призначені, як правило, для експлуатації в атмосфері типу **III** (див. таблицю В.5); вироби виконань **У**; **ТУ**; **УХЛ(ХЛ)**; **ТС**; **Т**; **ТВ** – в атмосфері типів **II** або **I**; вироби виконання **О** – в атмосфері **IV**; вироби виконання **В** – в атмосфері **III** і **IV**.

Таблиця В.5 - Тип атмосфери, що оточує енергетичне об-
ладнання

Тип атмосфери		Вміст корозійно-активних елементів
позначення	найменування	
I	Умовно чиста	Сірчаний газ – не більше 0,025 мг/м ³ . Хлориди – менше 0,3 мг/м ³ .
II	Промислова	Сірчаний газ – від 0,025 до 0,31 мг/м ³ . Хлориди – менше 0,3 мг/м ³ .
III	Морська	Сірчаний газ – не більше 0,025 мг/м ³ . Хлориди – від 30 до 3000 мг/м ³ .
IV	Приморсько-промислова	Сірчаний газ – від 0,025 до 0,31 мг/м ³ . Хлориди – від 0,3 до 30 мг/м ³ .

Таблиця В.6 - Граничні значення температур для макро-
кліматичних районів суші

Макрокліматичний район	Значення температури, °С	
	середнє із річних абсолютних максимумів	середнє із річних абсолютних мінімумів
1. З помірним кліматом	≤ плюс 40 (не вище)	≥ мінус 45 (не нижче)
2. З холодним кліматом	--	< мінус 45 (нижче)
3. З вологим тропічним кліматом	≥ плюс 20 °С при вологості ≥ 80% , що спостерігається приблизно половину доби і більше протягом безперервного періоду від 2-х до 12-и місяців щороку	
4. З сухим тропічним кліматом	> плюс 40 (понад)	--

Таблиця В.7 – Категорії розміщення електрообладнання

Категорія	Характеристика
1	експлуатація на відкритому повітрі
2	експлуатація під навісом або в приміщеннях, де відсутня пряма дія сонячного випромінювання і опадів і де коливання температури та вологості несуттєво відрізняються від коливань на відкритому повітрі (палатки, кузови, металеві приміщення без опалення та ін.)
3	експлуатація в закритих приміщеннях з природною вентиляцією без штучного регулювання клімату, де коливання температури і вологості, вплив піску і пилу суттєво менші, ніж на відкритому повітрі (кам'яні, бетонні, дерев'яні і металеві з теплоізоляцією приміщення без опалення або з нечастим опаленням)
4	експлуатація в приміщеннях з штучно регульованим мікрокліматом
4.1	експлуатація в приміщеннях з кондиційованим повітрям;
4.2	експлуатація в лабораторіях, капітальних житлових та інших приміщеннях.
5	експлуатація в приміщеннях з підвищеною вологістю, де можливе тривала наявність води і часта конденсація вологи (шахти, підвали, корабельні приміщення).

ДОДАТОК Д

ДОДАТКОВІ ДАНІ ЩОДО ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ*

Д.1 Довідкові дані для кількісної оцінки надійності

Таблиця Д.1 – Кратність резервування та ймовірність безвідмовної роботи**

К	Розрахункова формула
0/1	$R = e^{-zt}$
1/3	$R_{гр} = 4 \cdot R^3 - 3 \cdot R^4$
1/2	$R_{гр} = 3 \cdot R^2 - 2 \cdot R^3$
1/1	$R_{гр} = 2 \cdot R - R^2$
2/2	$R_{гр} = 6 \cdot R + 3 \cdot R^4 - 8 \cdot R^3$
2/1	$R_{гр} = R^3 + 3 \cdot R - 3 \cdot R^2$
3/1	$R_{гр} = 4 \cdot R + R^3 - 6 \cdot R^2 - R^4$

**Примітка. $R_{гр}$ - ймовірність безвідмовної роботи паралельних груп.

* Використані джерела [1,48,51,72,77]

Таблиця Д.2 - Допустима тривалість простоїв технологічних ліній та недовипуск продукції сільськогосподарського виробництва за кожну годину понад допустиму тривалість

Підприємство	Технологічний процес	Допустима тривалість простою технологічної лінії, годин	Питомий недовипуск основної продукції, в. о.
Молочні ферми, комплекси	Доїння	1,5	0,07
	Напування	3,0	0,04
	Годівля	3,0	0,03
	Забезпечення мікроклімату	3,5	0,02
	Первинний обробіток молока	3,0	0,035
Відгодівельні ферми, комплекси (велика рогата худоба)	Годівля	3,5	0,01
	Напування	3,0	0,015
	Забезпечення належного мікроклімату	3,5	0,01
Свиновідгодівельні ферми, комплекси	Годівля	4,0	0,025
	Напування	3,0	0,03
	Забезпечення належного мікроклімату при температурі зовнішнього повітря, °С		
	0...+12	6,0	0,01
	+13...20	3,0	0,02
	-20...-1	-	-
Агрегат вітамінного борошна	Приготування вітамінного борошна	3,5	0,1
Теплиця (забезпечення мікроклімату)	Вирощування рослин при температурі зовнішнього повітря, °С		
	-35...-20		
	огірки, томати	4	0,05
	зелень	7	0,05
	-15...-5		
	огірки, томати	7	0,05
зелень	12	0,003	
	0		
огірки, томати	9	0,002	
зелень	-	-	

Таблиця Д.3 – Навантаження електроприймачів сільсько-господарських підприємств, що підлягає резервуванню від автономних джерел

Тип підприємства	Виробнича потужність	Навантаження, що резервується, кВт	Тип джерела, потужність та кількість агрегатів
Комплекси та ферми молочного напрямку.	200 корів	15-25	ДЭС-16х1, 30х1 (РИПТ-30х1)
	300 корів	20-25	ДЭС-30Хх1 (РИПТ-30х1)
	400 корів	30	ДЭС-30х 1 (РИПТ-30х1)
	800 корів	130	ДЭС-60х2
	1200 корів	160	ДЭС-60х3
	1600-2000 корів	200	ДЭС-100х2,60х4
Комплекси та ферми ВРХ: - з відгодівлі нетелей віком до 6 місяців; - з відгодівлі телят ВРХ віком до 8 місяців;	3 тис. ското-місць	60	ДЭС-60х1
	6 тис. ското-місць	100	ДЭС-100х1, 60х2
	5 тис. голів на рік	100	ДЭС-100х1
	10 тис. голів на рік	200	ДЭС-100х2
- з відгодівлі ВРХ м'ясного напрямку.	600-1200 корів	30	ДЭС-30х1 (РИПТ-30Х 1)
	2000-3000 корів	60	ДЭС-60х1
Свиновідгодівельні комплекси та ферми: - з репродукції;	на 300, 600 маток с виходом 6 и 12 тис. поросят на рік	60	ДЭС-60х1
	- з відгодівлі.		
	3 тис. свиней на рік	60	ДЭС-60х1
	6 тис. свиней на рік	100	ДЭС-100х1
	12 тис. свиней на рік	200	ДЭС-100х2
	24 тис. свиней на рік	300	ДЭС-315х1
	54 тис. свиней на рік	500	ДЭС-315х2
	108 тис. свиней на рік	1000	ДЭС-315х3

Таблиця Д.4 – Дані про пошкоджуваність, тривалість відновлення та середньорічну тривалість планових простоїв елементів електропостачальної системи

Елемент	Напруга, кВ	
	20-35	6-10
Параметри потоку відмов елементів електропостачальної системи Z_{ai} (1/рік)		
Трансформатори	0,01	0,01
Повітряна лінія на 100 км	1,1	-
Кабельні лінії на 1 км		
- в траншеї	-	0,078
- в тунелі	-	0,0093
- в каналі	-	0,016
- в блоках	-	0,087
- на естакаді	-	0,05
Струмопроводи на 1 км		
- гнучкий	-	0,061
- трубчастий	-	0,053
Шини (на приєднання)	0,01	0,01
Масляні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	0,02	0,005
- інших колах	0,01	0,005
Повітряні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	0,2	0,02
- інших колах	0,1	0,02
Роз'єднувачі	0,008	0,008
Реактори	-	0,002
Середня тривалість відновлення елементів електропостачальної системи $T_{vi} \cdot 10^{-3}$ (рік)		
Трансформатори при відсутності резервного у системі	45	7
при наявності резервного у системі	20	7
Повітряна лінія на 100 км	0,9	-
Кабельні лінії на 1 км		
- в траншеї	-	10
- в тунелі	-	5
- в каналі	-	11
- в блоках	-	12
- на естакаді	-	13

Продовження табл.Д.4

Струмопроводи на 1 км		
- гнучкий	-	1,1
- трубчастий	-	0,4
Шини (на приєднання)	0,25	0,25
Масляні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	2,3	1,2
- інших колах	2,3	1,2
Повітряні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	1,2	2,3
- інших колах	1,2	2,3
Роз'єднувачі	1,7	1,7
Реактори	-	1,1
Коефіцієнт планового простою на один елемент електропостачальної системи $k_{\text{п}} \cdot 10^{-3}$ (в.о.)		
Трансформатори при відсутності резервного у системі	4	4
при наявності резервного у системі	74	74
Повітряна лінія на 100 км	1,2	-
Кабельні лінії на 1 км	-	0,9
Шини (на приєднання)	0,19	0,19
Масляні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	1,8	2,2
- інших колах	1,8	2,2
Повітряні вимикачі в мережах		
- повітряних ліній	6	2,2
- інших колах	6	2,2
Роз'єднувачі	0,26	0,19
Реактори	-	0,78

Таблиця Д.5 – Значення коефіцієнта поправки k_c

Умови навколишнього середовища	k_c
Нормальні умови	1
Виробничі приміщення зі складними умовами (стаціонарні процеси)	10-15
Мобільні агрегати	25-30

Таблиця Д.6 – Параметр потоку відмов, середній час відновлення електротехнічного обладнання та засобів автоматизації

Обладнання	Параметр потоку відмов, $\times 10^{-6}$ 1/год	Середній час відновлення, год
Резистори:		
вугільний	0,06	0,07
композиційний	0,043	0,05
металоплівковий	0,04	0,05
потужний	0,028	0,08
з проволочи точний	0,30	0,05
з проволочи змінний	0,053	0,05
фоторезистор	0,05	0,12
терморезистор	7,2	0,1
Напівпровідникові елементи та вузли, з них:		
діод германієвий	0,343	0,24
діод кремнієвий	0,167	0,20
транзистор германієвий	1,210	0,30
транзистор кремнієвий	0,98	0,30
польовий транзистор	0,5	0,5
тиристор	1,5	0,5
випрямляч двонапівперіодний	0,98	0,32
тригер на транзисторах	53	0,6
тригер на високонадійних транзисторах	3,7	0,6
тригер на інтегральних мікросхемах	0,85	0,54
випрямляч селеновий	0,76	0,1
мікросхема 155 серії	0,4	0,6
Електровакуумні прилади та вузли, з них:		
лампа розжарення	0,91	0,03
електронна лампа	50	0,05
ламповий тріод	7,8	0,05
тригер на електронних лампах	510	0,8
Конденсатори:		
паперовий	0,05	0,1
керамічний	0,3	0,1
слодяний	0,075	0,15
електролітичний	0,35	0,4
танталовий	0,6	0,12
Первинні перетворювачі (датчики) та прилади:		
датчики:		
тиску	5,0	0,5
температури	4,5	0,5
рівня	2,5	0,5
манометри	4,0	0,2
термовимірювальний міст	6,4	0,5
електродний датчик рівня води	30,0	0,4

Продовження табл.Д.6

Елементи комунікації та електричні з'єднання:		
вимикач типу „тумблер”	0,08	0,1
вимикач автоматичний	0,30	0,25
з'єднання електричне жорстке	0,25	0,075
пускар електромагнітний	10,0	0,7...1,03
контактор	0,25	0,63
роз'єм	0,02	0,80
запобіжник плавкий	0,52	0,08
затискач запобіжників	0,02	0,12
перемикач кнопковий	0,7	0,25
рубильник триполюсний	0,92	0,9
перемикач кулачний	0,075	0,25
реле (на одну контактну групу):		
електромагнітне	12,3	0,34
герметичне закрите	0,15	0,22
малогабаритне	0,25	0,7
реле часу:		
електромеханічне	1,5	0,39
електронне	1,2	0,46
пневматичне	3,5	0,7
геркон електромагнітний	0,25	0,1
електромагніт	2,5	0,7
з'єднання пайкою	0,04	0,02
Трансформатори, електродвигуни та агрегати на їх основі:		
трансформатор	0,03	0,9
електромеханічний лічильник	0,5	0,98
генератор змінного струму	15,0	1,2
двигун постійного струму	3,2	1,4
двигун змінного струму	7,26	1,25
генератор постійного струму	9,36	1,89
тахогенератор	0,3	0,3
Перетворювачі електричного струму, підсилювачі:		
джерело постійного струму	9,6	0,7
перетворювач	5,3	0,85
блок живлення	6,2	0,7
електричний підсилювач	5,5	0,9
магнітний підсилювач	0,1	1,1
електромагнітний підсилювач	5,5	2,0

Д.2 Методика визначення середньорічної тривалості перерви електропостачання

Визначення середньорічної тривалості перерви електропостачання здійснюється на основі таких показників надійності, як параметр потоку відмов лінії або приєднання та середня тривалість відновлення після відмови лінії або приєднання.

1. *Послідовне з'єднання* елементів електропостачальної системи з точки зору надійності.

Параметр потоку відмов (1/рік) визначається за виразом

$$Z_a = \sum_{i=1}^n Z_{ai}, \quad (Д.1)$$

де Z_{ai} - параметр потоку відмов i -го елемента електропостачальної системи, 1/рік.

Середня тривалість відновлення після відмови (рік) визначається за виразом

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n (Z_{ai} \cdot T_{Bi})}{Z_a}, \quad (Д.2)$$

де T_{Bi} - середня тривалість відновлення після відмови i -го елемента електропостачальної системи (рік).

Для визначення середньорічної тривалості перерви електропостачання зручно користуватися такими коефіцієнтами, як коефіцієнти аварійного та планового простою (в.о.), які визначаються за виразами відповідно (Д.3) та (Д.4)

$$k_a = \sum_{i=1}^n Z_{ai} \cdot T_{Bi} = Z_a \cdot T_B, \quad (Д.3)$$

$$k_{\pi} = 1,2 \cdot k_{\pi i \max}, \quad (\text{Д.4})$$

де $k_{\pi i \max}$ - найбільше значення коефіцієнта планового простою і-го елемента з n елементів електропостачальної системи (в.о.):

$$k_{\pi i \max} = Z_{\pi i} \cdot T_{\pi i}, \quad (\text{Д.5})$$

де $Z_{\pi i}, T_{\pi i}$ - відповідно число відключень для планового ремонту (1/рік) та середня тривалість планового ремонту (рік) і-го елемента електропостачальної системи.

Середньорічна тривалість перерви електропостачання (год/рік) визначається за виразом

$$T_{a,\pi} = (k_a + k_{\pi}) \cdot 8760. \quad (\text{Д.6})$$

2. *Паралельне з'єднання двох ліній або приєднань з точки зору надійності.*

Параметр потоку відмов (1/рік) визначається за виразом

$$Z_a^{(2)} = Z_{1a} \cdot Z_{2a} \cdot (k_{1a} + k_{2a}) + Z_{2a} \cdot k_{1\pi} + Z_{1a} \cdot k_{2\pi}. \quad (\text{Д.7})$$

Коефіцієнт аварійного простою (в.о.), коли перша лінія відключена для планового ремонту і в цей час друга відключається внаслідок відмови, відповідно для другої лінії визначається за виразами

при $T_{1\pi} \leq T_{2в}$

$$k_{2a,1\pi} = 0,5 \cdot Z_{2a} \cdot k_{1\pi} \cdot T_{1\pi}, \quad (\text{Д.8})$$

при $T_{1\pi} > T_{2в}$

$$k_{2a,1\pi} = k_{2a} \cdot k_{1\pi}. \quad (\text{Д.9})$$

Звідси

$$k_a^{(2)} = k_{1a} \cdot k_{2a} + k_{1a,2п} + k_{2a,1п}, \quad (Д.10)$$

де $k_{1a,2п}$ - коефіцієнт аварійного простою (в.о.), коли друга лінія відключена для планового ремонту і в цей час перша відключається внаслідок відмови, відповідно для першої лінії визначається за виразами, що аналогічні виразам (Д.8), (Д.9).

Середньорічна тривалість перерви електропостачання (год/рік) визначається за виразом

$$T_a^{(2)} = k_a^{(2)} \cdot 8760. \quad (Д.11)$$

Для оцінки надійності трьох паралельних ліній або приєднань спочатку розглядаються дві лінії або приєднання, а потім еквівалентний результат використовують в розрахунках з третьою лінією або приєднанням.

Д.3 Методика визначення середньорічної тривалості простою енергетичного обладнання технологічних процесів сільськогосподарського виробництва

Визначення середньорічної тривалості простою енергетичного обладнання, коли його неможливо використовувати в технологічному процесі внаслідок відмови або проведення планових заходів технічної експлуатації з відключенням обладнання за виразами (Д.12) – (Д.22), здійснюється при умові, що енергетичне обладнання використовується за призначенням протягом року, а не сезонно. При сезонному використанні енергетичного обладнання проведення планових заходів технічної експлуатації енергетичного обладнання прагнуть здійснювати в той період, коли його не використовують за призначенням, і цей період не враховується в розрахунках при визначенні середньорічної тривалості простоїв енергетичного обладнання (див. вираз (Д.23)).

1. *Послідовне з'єднання елементів системи* використання електричної енергії в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва з точки зору надійності.

Параметр потоку відмов (1/год) визначається за виразом

$$Z_a = \sum_{i=1}^n Z_{ai} \cdot k_{ci}, \quad (Д.12)$$

де Z_{ai} - параметр потоку відмов i -го елемента системи, що визначається за довідниковими даними, отриманими в лабораторних умовах, 1/год;

k_{ci} - коефіцієнт поправки, що враховує умови навколишнього середовища i -го елемента системи (див. таблицю Д.5).

Середня тривалість відновлення (год) визначається за виразом

$$T_B = K_H \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (Z_{ai} \cdot T_{Bi})}{Z_a}, \quad (Д.13)$$

де T_{Bi} - середня тривалість відновлення після відмови i -го елемента системи, що визначається за довідниковими даними (год);

K_H - коефіцієнт, що враховує тривалість пошуку причини відмови у системі (в умовах сільськогосподарського виробництва $K_H = 1,5 \dots 2$).

Для визначення середньорічної тривалості простоїв енергетичного обладнання, які були викликані відмовами та проведенням планових заходів технічної експлуатації, також зручно використовувати такі коефіцієнти, як коефіцієнти аварійного та планового простою (в.о.), що визначаються відповідно за виразами (Д.14) та (Д.15)

$$k_a = Z_a \cdot T_B, \quad (Д.14)$$

$$k_{\Pi} = 1,2 \cdot k_{\Pi \max}, \quad (\text{Д.15})$$

де $k_{\Pi \max}$ - найбільше значення коефіцієнта планового простою i -го елемента з n елементів системи використання електричної енергії в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва (в.о.):

$$k_{\Pi \max} = Z_{\Pi i} \cdot T_{\Pi i} \quad (\text{Д.16})$$

де $Z_{\Pi i}, T_{\Pi i}$ - відповідно число планових відключень (1/рік) та середня тривалість планових заходів технічної експлуатації (рік) i -го елемента системи.

Число планових відключень визначається за нормативами періодичності проведення планових заходів технічної експлуатації, а середня їх тривалість - за розрахунками, що враховують кількість обслуговуючого персоналу, віддаленість енергетичного обладнання від служби технічної експлуатації, нормативи трудомісткості виконання заходів технічної експлуатації енергетичного обладнання.

Середньорічна тривалість простою енергетичного обладнання (год/рік), коли його неможливо використовувати в технологічному процесі внаслідок відмов або проведення планових заходів технічної експлуатації з відключенням обладнання, визначається за виразом

$$T_{a,\Pi} = (k_a + k_{\Pi}) \cdot t_p \quad (\text{Д.17})$$

де t_p - тривалість використання за призначенням енергетичного обладнання протягом року (визначається за умовами технологічного процесу сільськогосподарського виробництва), год/рік.

2. *Паралельне* з'єднання елементів системи використання електричної енергії в технологічних процесах сільськогосподарського виробництва з точки зору надійності (наприклад, двох елементів).

Параметр потоку відмов (1/год) визначається за виразом

$$Z_a^{(2)} = Z_{1a} \cdot Z_{2a} \cdot (k_{1a} + k_{2a}) + Z_{2a} \cdot k_{1п} + Z_{1a} \cdot k_{2п}, \quad (Д.18)$$

де Z_{1a}, Z_{2a} - параметр потоку відмов відповідно першого та другого елементів системи, що визначаються за довідниковими даними, отриманими в лабораторних умовах, з врахуванням коефіцієнта поправки k_c , 1/год.

Коефіцієнт аварійного простою (в.о.), коли перший елемент системи відключений для планового ремонту і в цей час другий елемент відключається внаслідок відмови, відповідно для другого елементу визначається за виразами

при $T_{1п} \leq T_{2в}$

$$k_{2a,1п} = 0,5 \cdot Z_{2a} \cdot k_{1п} \cdot T_{1п}, \quad (Д.19)$$

при $T_{1п} > T_{2в}$

$$k_{2a,1п} = k_{2a} \cdot k_{1п}. \quad (Д.20)$$

Звідси

$$k_a^{(2)} = k_{1a} \cdot k_{2a} + k_{1a,2п} + k_{2a,1п}, \quad (Д.21)$$

де $k_{1a,2п}$ - коефіцієнт аварійного простою (в.о.), коли другий елемент системи відключений для планового ремонту і в цей час перший елемент відключається внаслідок відмови, відповідно для першого елементу визначається аналогічно $k_{2a,1п}$ за виразами (Д.19), (Д.20).

Середньорічна тривалість простою технологічного процесу внаслідок відмов енергетичного обладнання з паралельним з точки зору надійності з'єднанням (год/рік), визначається за виразом

$$T_a^{(2)} = k_a^{(2)} \cdot t_p. \quad (\text{Д.22})$$

Для оцінки надійності трьох паралельних елементів спочатку розглядаються два елемента, а потім еквівалентний результат використовують в розрахунках з третім елементом.

У випадку, коли енергетичне обладнання використовується за призначенням *сезонно*, та проведення планових заходів технічної експлуатації енергетичного обладнання здійснюють в той період, коли його не використовують за призначенням, визначається середньорічна тривалість простою (год/рік) тільки внаслідок відмов енергетичного обладнання без врахування періоду планових заходів технічної експлуатації за виразом

$$T_{a,p} = k_a \cdot t_p, \quad (\text{Д.23})$$

де k_a - коефіцієнт аварійного простою, який визначається за виразом (Д.14) при послідовному з точки ЗОРу надійності сполученні елементів в системі, а при паралельному сполученні, наприклад, двох елементів системи за виразом

$$k_a^{(2)} = k_{1a} \cdot k_{2a}. \quad (\text{Д.24})$$

Д.4 Додаткові дані щодо контролю якості електричної енергії

Д.4.1 Приладове забезпечення контролю якості електричної енергії

Таблиця Д.7 – Вимоги до метрологічних характеристик засобів контролю якості електричної енергії

Найменування вимірюваної величини, одиниця вимірів	Метрологічні характеристики			
	Діапазон вимірів в одиницях вимірюваної величини	Межа абсолютної допустимої похибки в одиницях вимірюваної величини	Межа відносної допустимої похибки, %	Інтервал усереднення, с
1. Усталене відхилення напруги, %	від мінус 20 до плюс 20	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,5^{**}$		60 с
2. Коефіцієнт гармоніки напруги або струму, %	від 0 до 15	$\pm 0,05$ при $K_{U_{(n)}} < 1$	± 5 при $K_{U_{(n)}} > 1$	3
3. Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги або струму, %	від 0 до 15	$\pm 0,1$ $K_U < 1$	± 10 $K_U > 1$	3
4. Коефіцієнт зворотної послідовності напруги або струму, %	від 0 до 5	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,3^{**}$	-	3
5. Коефіцієнт нульової послідовності напруги або струму, %	від 0 до 5	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,5^{**}$	-	3
6. Відхилення частоти, Гц	від 49 до 51	$\pm 0,03$	-	20
7. Тривалість провалу напруги, с	від 0,01 до 60	0,01	-	-

* - для засобів вимірювання, які підключаються до виходів вимірювальних трансформаторів напруги;

** - для засобів вимірювання, які підключаються безпосередньо до електричних мереж 380, 220 В.

Д.4.2 Методика обробки результатів систематичного контролю якості електричної енергії

Для визначення кількості вимірювань, при яких показники якості електричної енергії не відповідали вимогам стандарту та умовам договору (N_k), усі виміряні за 24 години значення показника якості електричної енергії упорядковують на числовій осі і кожному впорядкованому значенню привласнюють номер від 1 до $N_{нб}$ (найбільше значення, при цьому, якщо воно одне то $N_{нб}$ дорівнює N – загальної кількості вимірювань).

Для показників якості електричної енергії, що мають норму у вигляді по одному нормально та гранично допустимому значенню, кількість значень показника якості електричної енергії, які знаходилися в межах між нормально та гранично допустимими значеннями і не відповідали вимогам стандарту (при $N_{ндоп} < N \leq N_{гдоп}$ і $(N - N_{ндоп}) > 0,05N$) визначається за виразом

$$m' = 0,95N - N_{ндоп}, \quad (Д.25)$$

де $N_{ндоп}, N_{гдоп}$ – найбільший номер відповідно нормально та гранично допустимих значень показника якості електричної енергії.

При $(N - N_{ндоп}) \leq 0,05N$

$$m' = 0. \quad (Д.26)$$

При $N > N_{гдоп}$ і $(N_{гдоп} - N_{ндоп}) > 0,05N$

$$m' = N_{гдоп} - N_{ндоп} - 0,05N. \quad (Д.27)$$

При $(N_{гдоп} - N_{ндоп}) \leq 0,05N$ також вірний вираз (Д.26).

Кількість значень показника якості електричної енергії, які вийшли за межі гранично допустимих значень (при $N > N_{гдоп}$)

$$m'' = N - N_{\text{гдоп}} \cdot \quad (\text{Д.28})$$

При $N \leq N_{\text{гдоп}}$

$$m'' = 0 \cdot \quad (\text{Д.29})$$

Загальна кількість вимірювань, при яких показник якості електричної енергії не відповідав вимогам стандарту:

$$N_k = m' + m'' \cdot \quad (\text{Д.30})$$

Для показників якості електричної енергії, що мають норму у вигляді діапазону, кількість значень показника, які знаходилися в межах між нормально та гранично допустимими значеннями і не відповідали вимогам стандарту,
- при

$$(m'_n + m'_b) > 0,05 \cdot N \quad (\text{Д.31})$$

$$N'_k = m'_n + m'_b - 0,05 \cdot N, \quad (\text{Д.32})$$

де m'_n, m'_b - кількість значень показника якості електричної енергії, які знаходилися в межах між нормально та гранично допустимими відповідно нижніми та верхніми значеннями:

$$m'_n = N_{\text{нн}} - N_{\text{гн}} \quad (\text{Д.33})$$

$$m'_b = N_{\text{гв}} - N_{\text{нв}}, \quad (\text{Д.34})$$

де $N_{\text{нн}}, N_{\text{гн}}, N_{\text{гв}}, N_{\text{нв}}$ - впорядковані номери, відповідні нижнім нормально та гранично допустимим та верхнім гранично та нормально допустимим значенням показника якості електричної енергії;
- при

$$m'_H + m'_B \leq 0,05 \cdot N \quad (\text{Д.35})$$

приймається

$$N'_k = 0. \quad (\text{Д.36})$$

Кількість значень показника якості електричної енергії, які вийшли за гранично допустимі межі,

$$N''_k = m''_H + m''_B, \quad (\text{Д.37})$$

де m''_H, m''_B - кількість значень показника якості електричної енергії, які вийшли за гранично допустимі, відповідно нижнє та верхнє значення:

$$m''_H = N_{\text{ГН}} - 1, \quad (\text{Д.38})$$

$$m''_B = N - N_{\text{ГВ}}. \quad (\text{И.39})$$

Таким чином, загальна кількість вимірювань показника якості електричної енергії, що має норму у вигляді діапазону, та не відповідали вимогам стандарту, становить

$$N_k = N'_k + N''_k. \quad (\text{Д.40})$$

Д.5 Технічні засоби забезпечення надійного постачання якісної електричної енергії

Д.5.1 Схемні рішення забезпечення надійного електропостачання

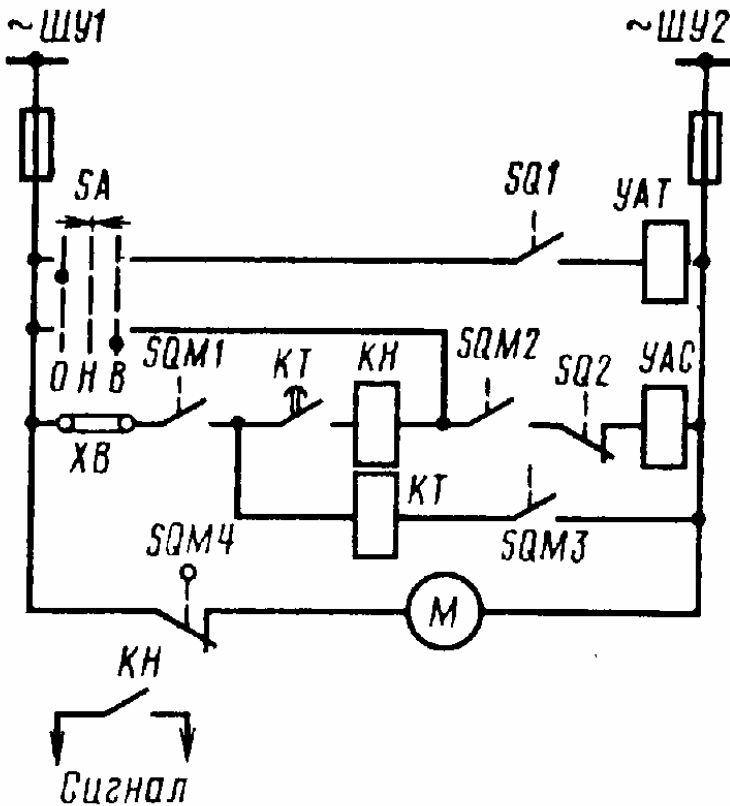


Рисунок Д.1 - Схема електрична принципова автоматичного повторного вмикання (АПВ) однократної дії з електричним пуском

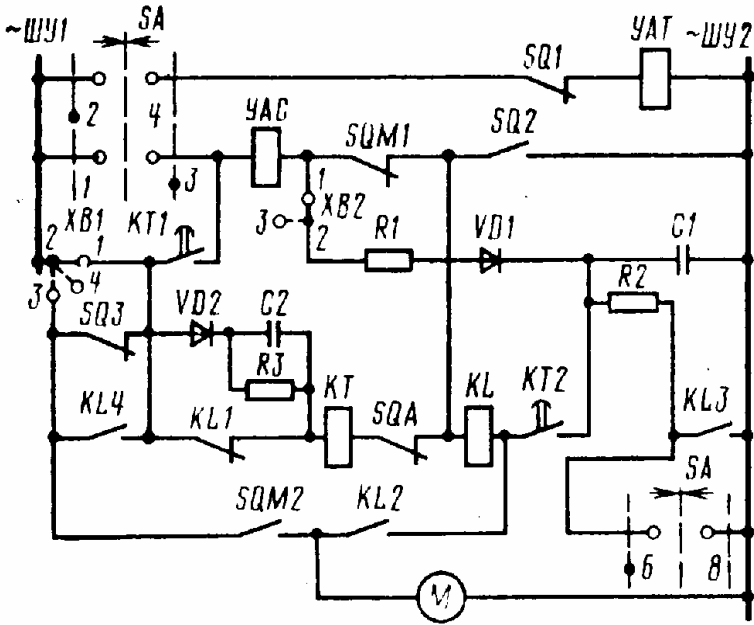


Рисунок Д.2 - Схема електрична принципова автоматичного повторного вмикання АДТ двократної дії для вимикачів з пружинним приводом

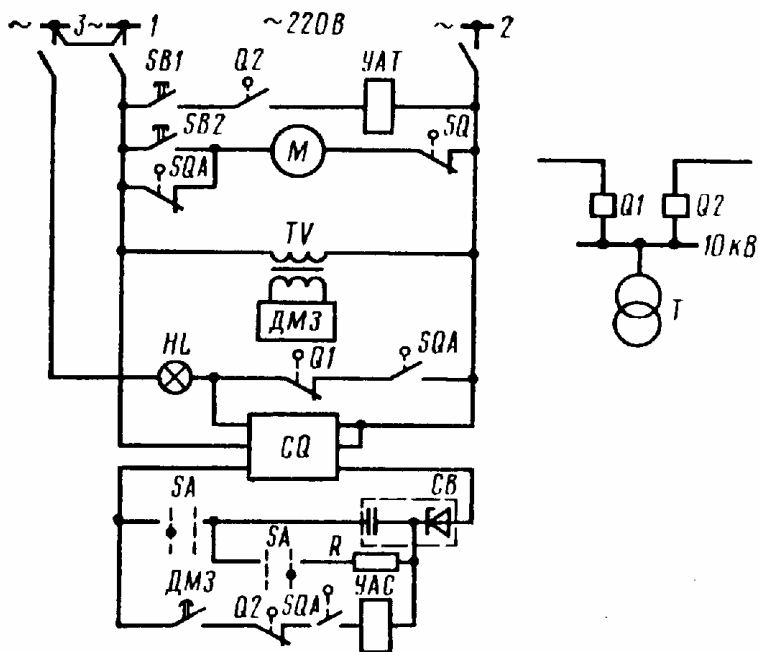


Рисунок Д.3 - Камера резервного вводу лінії напругою 10 кВ. Схема вторинних кіл

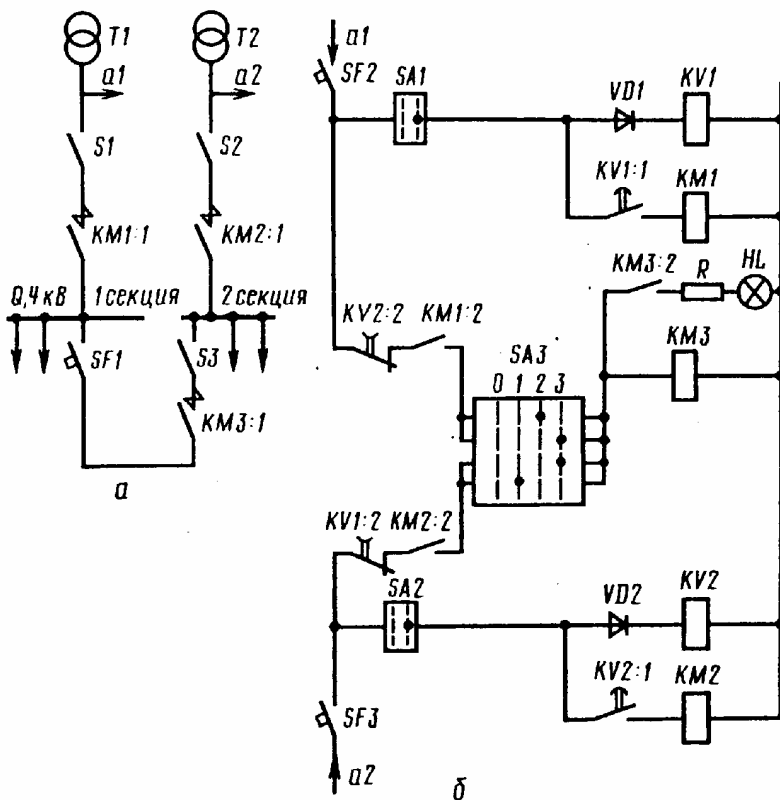


Рисунок Д.4 - Пристрій автоматичного вводу резерву АВР-0,4 кВ:

- а) – схема первинних кіл
- б) – схема вторинних кіл

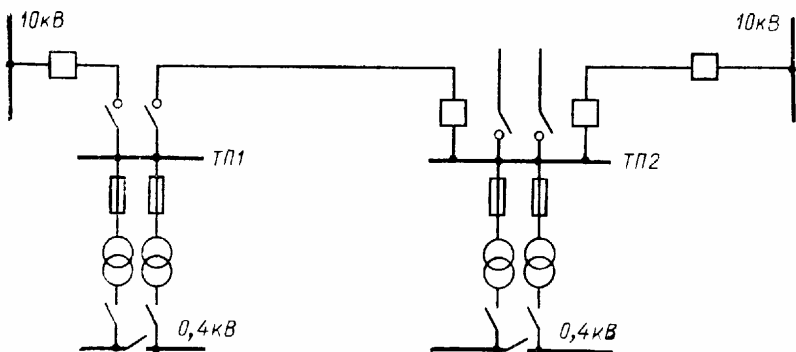


Рисунок Д.5 - Лінії електропередавання напругою 10 кВ для живлення відповідальних споживачів, виконані за петльовою схемою

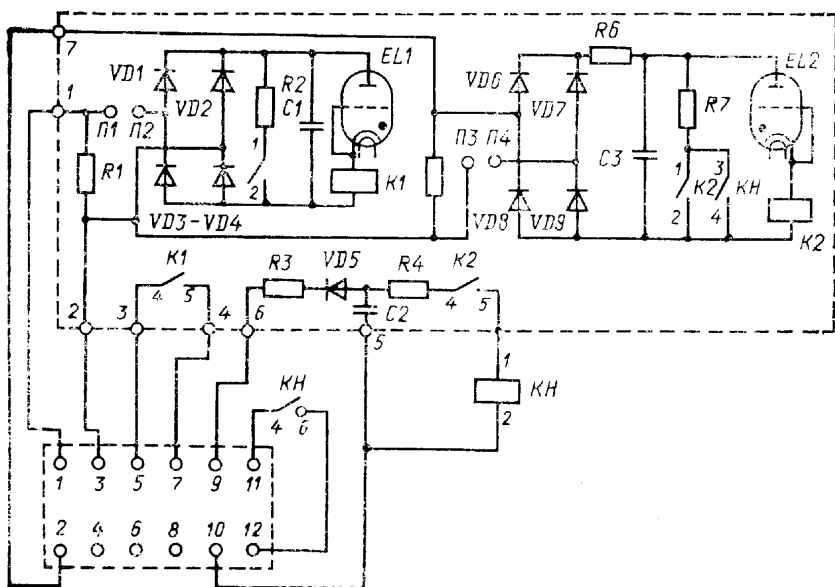


Рисунок Д.6 - Пристрій контролю перегорання запобіжників з боку вищої напруги трансформаторних підстанцій. Схema електрична принципова

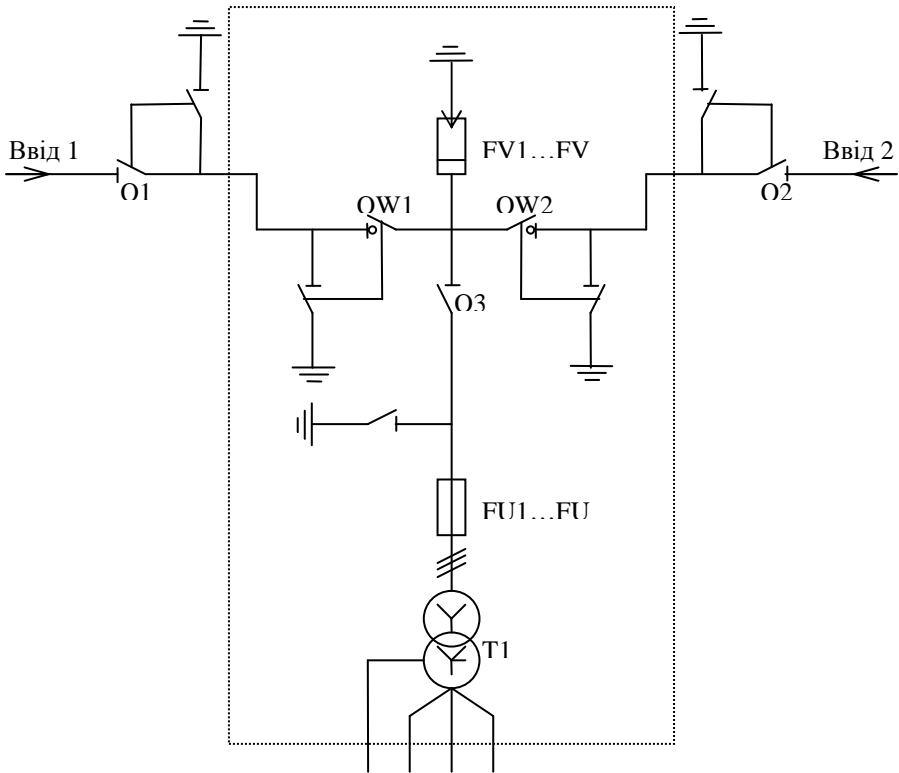


Рисунок Д.7 - Комплектна трансформаторна підстанція з двостороннім живленням КТП2-000/10/0,4-92-У1 (100; 160; 250; 400 кВА). Однолінійна принципові схема.

QW1, QW2 - вимикач навантаження ВПН16

Q1...Q3 – роз'єднувач РЛНД3-10;

FV1...FV3 – розрядник вентиляний РВО10;

FU1...FU3- запобіжник ПКЭ10;

T1 – силовий трансформатор.

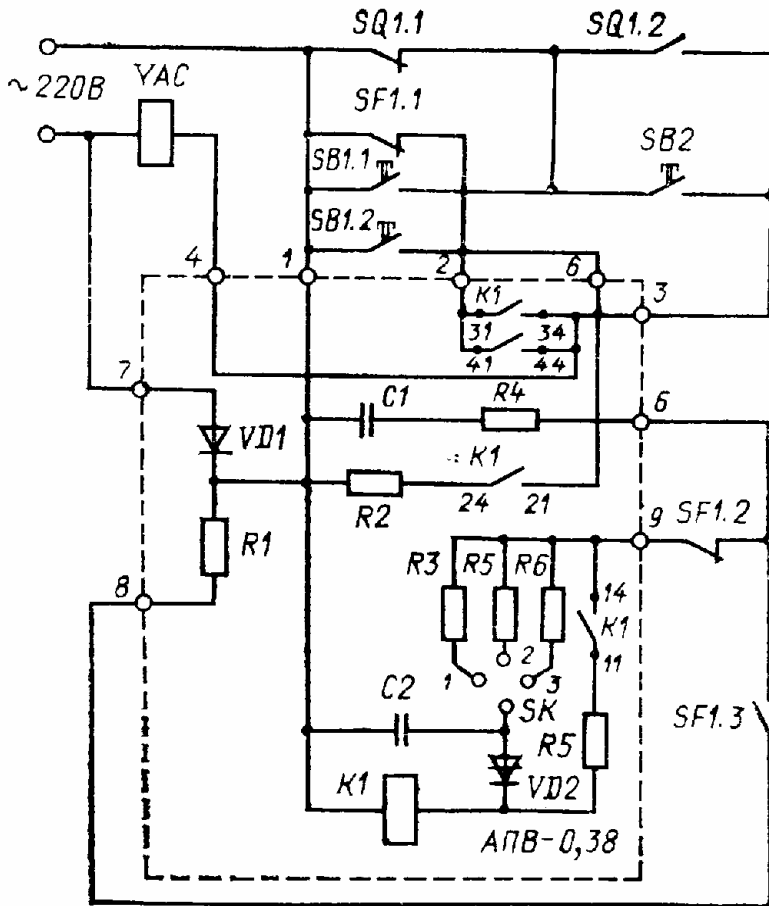


Рисунок Д.8 - Пристрій автоматичного повторного увімкнення ліній напругою 0,38 кВ. Схема електрична принципова

Д.5.2 Схемні рішення застосування технічних засобів покращення якості електричної енергії

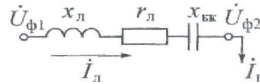


Рисунок Д.9 – Схема вмикання батареї конденсаторів для компенсації індуктивного опору лінії

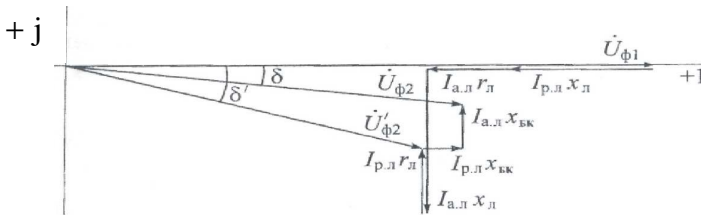


Рисунок Д.10 – Векторна діаграма для схеми на рисунку Д.9

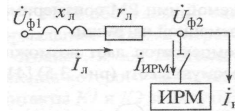


Рисунок Д.11 – Регулювання напруги за допомогою джерела реактивної потужності (ИРМ)

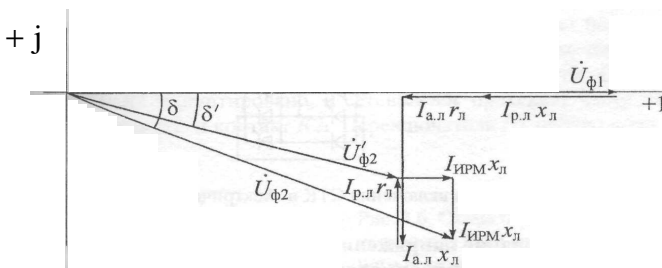


Рисунок Д.12 – Векторна діаграма напруг при наявності установки поперечної компенсації

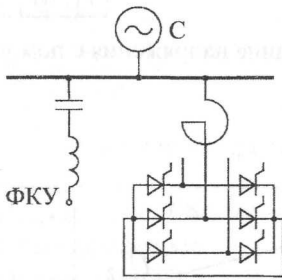


Рисунок Д.13 – Схема вмикання статичних компенсаторів реактивної потужності до електричної мережі

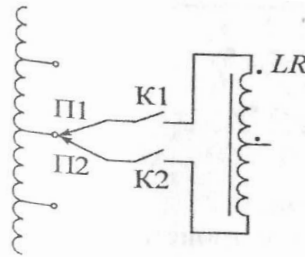


Рисунок Д.14 – Схема пристрою перемикання РПН на базі подвійного реактора

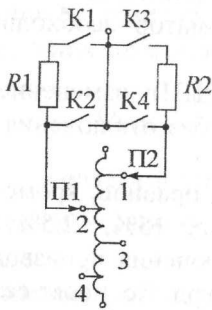


Рисунок Д.15 – Схема пристрою перемикання РПН на базі активних опорів

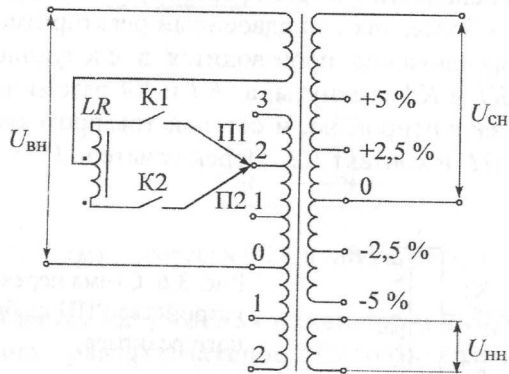


Рисунок Д.16 – Триобмотковий трансформатор з пристроєм РПН в нейтралі обмотки ВН та ПБЗ на обмотці СН

Силовий трансформатор

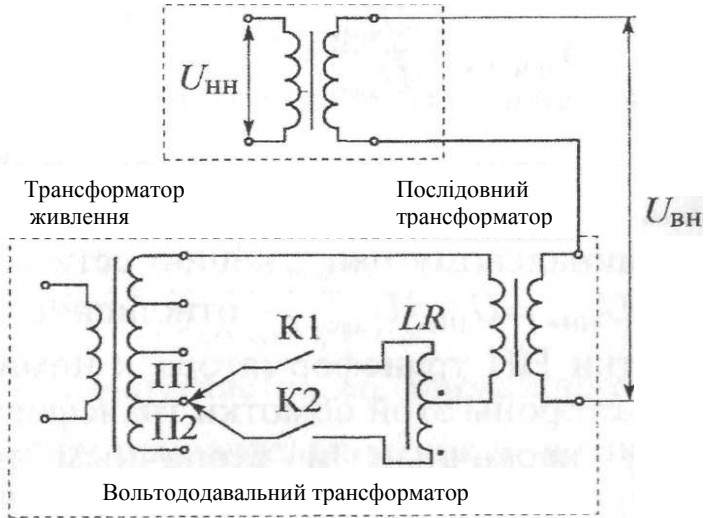


Рисунок Д.17 – Схема підключення однієї фази вольтододавального трансформатора до силового трансформатора

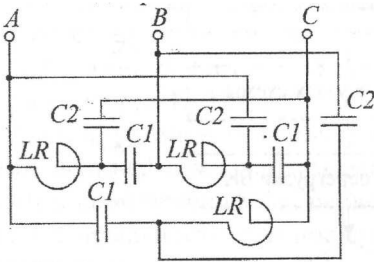


Рисунок Д.18 – Схема комбінованого фільтру вищих гармонік

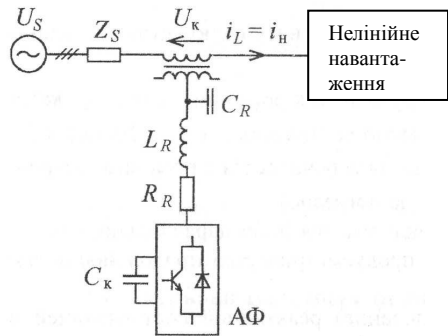


Рисунок Д.19 – Схема повздовжньої системи компенсації та фільтрації з використанням активного фільтру

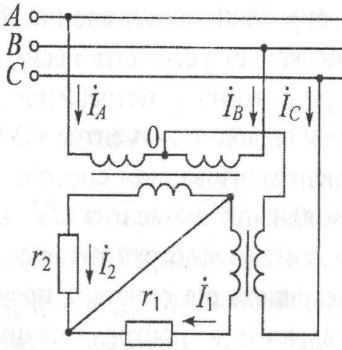


Рисунок Д.20 – Схема живлення двофазного навантаження від трансформатора Скотта

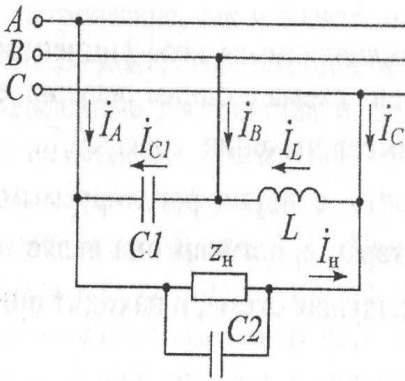


Рисунок Д.21 –Схема Штейнметца, яка застосовується для зниження несиметрії напруг

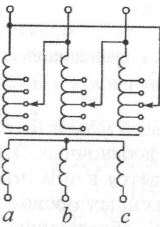


Рисунок Д.22 - Трансформатор з пофазним регулюванням напруги

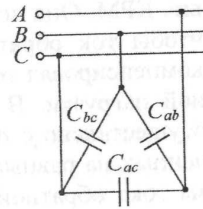


Рисунок Д.23 – Схема симетрування напруг з використанням батареї конденсаторів

ДОДАТОК Е

ДОВІДКОВІ ДАНІ ЩОДО ПРОВЕДЕННЯ ВИПРОБУВАНЬ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ*

Таблиця Е.1 - Основні технічні дані мегаомметрів

Тип приладу	Номінальна напруга на виході приладу, В	Межі вимірювання, МОм	Похибка вимірювання, %	Джерело живлення	Вага, кг
M127	500	0–2	±1,5	Постійний струм	6
M143/2	1000	0–5	±2,5	Мережа змінного струму напругою 127, 220, 380 В, частотою 50Гц	0,9
M1102/1	500, 1000	100кОм – 500МОм	±1 ±1	Індуктор з ручним керуванням, 120 об/хв	5,5
M1101/1	100+10	0–100	±1	Мережа змінного струму напругою 127, 220 В, частотою 50Гц	3,5
M1101/2	250+25	0–300	±1		
M1101/3	500+50	0–500	±1		
M1101/4	1000+100	0–1000	±1		
M1101/5	2500+250	0–3000	±1		
M1508	500	0–5	±2,5	Мережа змінного струму напругою 127, 220, 380 В, частотою 60Гц	1,7
M1608	500	0–5	±2,5		2
M1503	500	0–0,5	±2,5	Від допоміжного джерела живлення	1,7
M1603	500	0–0,5	±2,5		2

* Використані джерела [28,42,67,87]

Продовження табл.Е.1

M1733	250	0-5	$\pm 2,5$	Мережа змінного струму напругою 127, 220, 380 В, частотою 50Гц	1,7
M1604/1	500	0-5	$\pm 2,5$		
M4100/1	100+10	0-100	± 1	Від вбудованого генератора з ручним приводом	3,5
M4100/2	250+25	0-250	± 1		
M4100/3	500+50	0-500	± 1		
M4100/4	1000+100	0-1000	± 1		
M4100/5	2500+250	0-2500	± 1		
Ф4101	100, 500, 1000	0-40000	$\pm 2,5$	Живлення приладу комбіноване: від мережі змінного струму напругою 127, 220 В при 50Гц або джерела постійного струму напругою 12 В	6
Ф4102					
Ф4100	2500	0-100000	$\pm 2,5$	Живлення приладу комбіноване: від мережі змінного струму напругою 127, 220 В або джерела постійного струму напругою 12 В	9
Ф4108					
M4101/1	100+10	0-100	± 1	Мережа змінного струму напругою 127, 220 В, частотою 50Гц	3,5
M4101/2	250+25	0-300	± 1		
M4101/3	500+50	0-500	± 1		
M4101/4	1000+100	0-1000	± 1		
M4101/5	2500+250	0-3000	± 1		
PU186	500,1000,2500	0,1-20000	± 2	Від елементів живлення або акумуляторів	0,7
PU187.2	50,100,250, 500, 1000	0,1-20000	± 2	Від елементів живлення або акумуляторів	0,55

Таблиця Е2 - Мінімально допустимий опір ізоляції електроустановок, апаратів, вторинних кіл та електропроводки до 1000 В

Найменування випробуваної ізоляції	Напруга мегаомметра, В	Опір ізоляції не менше, ніж МОм	Вказівки
1	2	3	4
1. Електроустановки напругою понад 12 В змінного струму та понад 36 В постійного струму:	100 - 1000, а за наявності напівпровідникових елементів - згідно з паспортом	Повинен відповідати даним, наведеним у паспорті або ТУ на конкретний вид виробу, як правило не менше 0,5	У разі відсутності додаткових вимог заводу-виробника опір ізоляції апаратів з напівпровідниковими елементами вимірюється мегаомметром напругою 100 В. У цьому випадку діоди, транзистори та інші напівпровідникові елементи необхідно зашунтувати
2. Електричні апарати напругою, В:		Те саме	Цей підпункт поширюється на КР та ПР автоматичних і неавтоматичних вимикачів, контакторів, магнітних пускачів, реле, контролерів, запобіжників, резисторів, реостатів та інших апаратів напругою до 1000 В, якщо вони були демонтовані. Випробування недемонтованих апаратів, а також їх міжремонтні випробування проводяться відповідно до вимог і періодичності вимірювань розподільних пристроїв, щитів, силових, освітлювальних або вторинних кіл
до 42	100		
понад 42 до 100	250		
понад 100 до 380	500 - 1000		
понад 380	1000 - 2500		
3. Ручний електроінструмент і переносні світильники з допоміжним обладнанням (трансформатори, перетворювачі частоти, пристрої, кабелі-подовжувачі тощо), зварювальні трансформатори	500	Після капітального ремонту: між деталями, що перебувають під напругою для робочої ізоляції, - 2, для додаткової - 5, для підсиленої - 7. В експлуатації для виробів класу П - 2 - 0,5	Для інструмента вимірюється опір ізоляції обмоток та кабеля живлення відносно корпусу та зовнішніх металевих деталей; у трансформаторів між первинною та вторинною обмотками і між кожною з обмоток та корпусом не рідше ніж один раз на 6 міс.

Продовження табл.Е2

1	2	3	4
4. Побутові стаціонарні електроплити	1000	1	Вимірювання здійснювати не рідше ніж один раз на рік у нагрітому стані плити
5. Крани та ліфти	1000	0,5	Вимірювання здійснювати не рідше ніж один раз на рік
6. Силові й освітлювальні електропроводки	1000	0,5	Опір ізоляції при знятих плавких вставках вимірювати на ділянці між суміжними запобіжниками або за останніми запобіжниками між будь-яким проводом та землею, а також між двома будь-якими проводами. Під час вимірювання опору ізоляції в силових колах повинні бути вимкнуті електроприймачі, прилади тощо. Опір ізоляції електропроводки у вибухопожежонебезпечних і пожежонебезпечних приміщеннях (будівлях) категорій А, Б, В, а також приміщеннях з масовим перебуванням людей слід вимірювати в повному обсязі не рідше ніж один раз на 2 роки. Опір ізоляції електропроводки в особливо вологих та гарячих приміщеннях, а також у приміщеннях з хімічно активним середовищем слід вимірювати в повному обсязі не рідше ніж один раз на рік
7. Розподільні установки, щити і струмопроводи	1000	0,5	Вимірювання слід здійснювати для кожної секції розподільного пристрою. За можливості такі вимірювання дозволяється виконувати одночасно з випробуванням електроустановок силових та освітлювальних кіл, приєднаних до пристроїв, щитів або струмопроводів
8. Вторинні кола керування, захисту, вимірювання, автоматики, сигналізації, телемеханіки тощо	1000 - 2500	не менше 1,0	У схемах керування, захисту, вимірювання, автоматики, сигналізації та телемеханіки допускається не проводити вимірювання опору ізоляції, якщо для перевірки потрібен значний обсяг підготовчих робіт, і ці кола захищені запобіжниками або розчіплювачами, що мають обернено залежні від струму характеристики. Перевірку стану таких кіл, приладів і апаратів необхідно здійснювати шляхом ретельного зовнішнього огляду не рідше ніж один раз на рік. У разі заземленої нейтралі огляд здійснюється одночасно з перевіркою спрацьовування захисту відповідно до табл. 27 додатка І (пункт 4) ПТЕ

Продовження табл.Е2

1	2	3	4
---	---	---	---

9. Шинки оперативного струму і шинки кіл напруги на щиті керування	500 - 1000	10	Випробування проводити при від'єднаних вторинних колах
10. Кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів та роз'єднувачів	500 - 1000	1	Випробування слід здійснювати з усіма приєднаними апаратами (котушки приводів, контактори, реле, прилади, вторинні обмотки трансформаторів струму та напруги тощо)
11. Кола керування, захисту, автоматики і збудження машин постійного струму напругою до 1,0 кВ, приєднані до головних кіл струму	500 - 1000	1	Опір ізоляції кіл напруги до 60 В, що нормально живляться від окремого джерела, вимірюється мегаометром на 500 В і повинен бути не нижче 0,5 МОм
12. Кола, які містять пристрій з мікроелектронними елементами:	-	-	Вимірювання опору ізоляції здійснювати згідно з вказівками заводу-виробника і за необхідності вжити додаткових заходів (закорочувати окремі елементи, ділянки схеми тощо)
кола напругою понад 60 В;	500	Не менше 1,0	
кола напругою 60 В і нижче (крім кіл напругою 24 В і нижче)	100	Не менше 0,5	

Таблиця Е.3 - Гранично допустимі значення опору ізоляції обмоток силових трансформаторів напругою до 35 кВ включно, потужністю до 6300 кВ·А, залитих маслом

Значення опору ізоляції $R_{60^{\circ}}$ (МОм), не менше при температурі, $^{\circ}\text{C}$						
10	20	30	40	50	60	70
450	300	200	130	90	60	40

Таблиця Е.4 - Значення коефіцієнта k_{θ} для перерахунку опору ізоляції *

Різниця температур, $^{\circ}\text{C}$	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25	30
k_{θ}	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,28	1,34	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

* Значення опору ізоляції приводять до температури, при якій вимірювався опір ізоляції на заводі.

Таблиця Е.5 - Значення коефіцієнта k_{θ} для перерахунку $\text{tg}\delta$ *

Різниця температур, $^{\circ}\text{C}$	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25	30
k_{θ}	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,31	1,51	1,75	2,0	2,3

* Значення k_{θ} для різниці температур, не зазначеної в таблиці, визначається множенням відповідних коефіцієнтів. Наприклад, k_{8} , який відповідає різниці температур 8 $^{\circ}\text{C}$, визначається таким чином: $k_8 = k_5 \cdot k_3 = 1,15 \cdot 1,09 = 1,25$.

Таблиця Е.6 - Гранично допустимі значення $\text{tg}\delta$ основної ізоляції та ізоляції вимірювальних конденсаторів вводів і прохідних ізоляторів при температурі + 20 °С

Назва об'єкта випробувань та вид основної ізоляції	Значення $\text{tg}\delta$, % при номінальній напрузі, кВ					
	3...15	20-35	60-110	150-220	330	500
Маслонаповнені вводи та прохідні ізолятори з ізоляцією:						
- маслобар'єрною	-	3,0	2,0	2,0	1,0	1,0
- паперово-масляною	-	-	1,0	0,8	0,7	0,5
Вводи і прохідні ізолятори з бакелітовою ізоляцією (зокрема маслонаповнені)	3,0	3,0	2,0	-	-	-

Таблиця Е.7 – Найбільш допустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ, потужністю до 6300 кВ·А, залитих маслом

Значення $\text{tg}\delta$, %, при температурі обмотки, °С						
10	20	30	40	50	60	70
1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0

Примітка. Значення $\text{tg}\delta$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.

ДОДАТОК Ж

ДОКУМЕНТАЦІЯ ДЛЯ ПРИЄДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК (ТЕПЛОВИХ УСТАНОВОК) ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ (ТЕПЛОВИХ) МЕРЕЖ*

ОПИТУВАЛЬНИЙ ЛИСТ

для юридичних осіб та фізичних осіб-підприємців
(типова форма)

1. Найменування, місцезнаходження, телефон замовника _____
2. Найменування, місцезнаходження, телефон проектної організації _____
3. Назва, місцезнаходження та функціональне призначення об'єкта: _____
4. Нове будівництво, реконструкція, модернізація, збільшення потужності
(зайве закреслити)
5. Сумарне розрахункове електричне навантаження електроустановок замовника: _____
6. Категорія надійності електропостачання струмоприймачів замовника за надійністю електропостачання (крім електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії):

№	Струмоприймач (назва)	Належність (за прогнозом) до екологічної або аварійної броні	Категорія за ПУЕ	Розрахункове навантаження

7. Рік початку будівництва (реконструкції, модернізації) _____
Рік введення об'єкта в експлуатацію: _____
Графік введення в дію потужностей за роками: _____
8. Режим роботи електроустановок: _____
9. Орієнтована схема підключення: _____
10. Потужність будівельних електромеханізмів _____ кВт, категорія _____

Проектувальна організація:

М.П.

(підпис) (прізвище, ініціали)

Замовник:

М.П.

(підпис)(прізвище, ініціали)

* Використані джерела [35,36,40,41]

ОПИТУВАЛЬНИЙ ЛИСТ

для населення (типова форма)

1. Сумарне розрахункове електричне навантаження електроустановки замовника: _____кВт, у тому числі необхідна потужність електротермічного обладнання: _____кВт.

2. Напряга приєднання: _____кВ.

3. Відомості щодо необхідної замовнику категорії надійності електропостачання об'єкта та електротермічного обладнання: _____

4. Орієнтована схема підключення: _____

Замовник:

(підпис)

(прізвище, ініціали)

ОПИТУВАЛЬНИЙ ЛИСТ (при присудненні когенераційної установки)

(типова форма)

1. Розрахункова електрична потужність когенераційної установки _____ розрахунок виконано проектувальною організацією _____

2. Категорія надійності електропостачання діючих струмоприймачів споживача за надійністю електропостачання (у разі приєднання когенераційної установки до мереж споживача): _____

№	Струмоприймач (назва)	Належність до екологічної або аварійної броні	Категорія за ПУЕ	Розрахункове навантаження

3. Режим роботи когенераційної установки _____

4. Орієнтовна схема підключення _____

5. Графік введення в дію потужностей за роками: _____

6. Технічні параметри когенераційної установки замовника, зокрема, вплив на якість електричної енергії і електромагнітну сумісність струмоприймачів, навколишнє середовище, електробезпеку, енергозбереження _____

Проектувальна організація:

М.П.

(підпис) (прізвище, ініціали)

Начальнику _____

(назва структурного підрозділу Держенергонагляду України або _____

електропередавальної організації)

Замовник:

М.П.

(підпис)(прізвище, ініціали)

“__” _____ 20__ року

ТЕХНІЧНІ УМОВИ

приєднання до електричних мереж електроустановок юридичних осіб та фізичних осіб (крім населення) (типова форма)

Додаток _____
До договору про приєднання до
електричних мереж
„_____”
№ _____

Дата видачі „___” _____ 20___ року

_____ (назва об'єкта та повне найменування замовника)

1. Місцезнаходження об'єкта Замовника _____

Призначення об'єкта _____

Прогнозований рік завершення будівництва _____

2. Величини розрахункового максимального навантаження _____

у тому числі:

I категорія _____ кВт,

у тому числі для:

електронагрівальних установок _____ кВт (у разі необхідності),

екологічної броні _____ кВт,

аварійної броні _____ кВт,

технологічної броні _____ кВт;

II категорія _____ кВт,

у тому числі для:

електронагрівальних установок _____ кВт (у разі необхідності),

екологічної броні _____ кВт,

аварійної броні _____ кВт,

технологічної броні _____ кВт;

III категорія _____ кВт,

у тому числі для:

електронагрівальних установок _____ кВт, (у разі необхідності).

3. Джерело електропостачання _____

(ТП, власник ТП, блок-станція)

4. Точка приєднання _____, опора № _____

(диспетчерська назва ЛЕП)

Напруга в точці приєднання _____ В.

5. Розрахункове значення струму короткого замикання в точці приєднання
електроустановок замовника _____ А.

Розрахунок виконано _____
(назва проектною, науковою або іншою організацією, яка виконала розрахунок)
_____ (додається).

6. Прогнозовані межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності
встановлюються в точці приєднання електроустановки.

7. Для одержання потужності замовнику необхідно виконати:

7.1. Вимоги до електромереж основного живлення _____

7.2. Вимоги до електромереж резервного живлення, в тому числі виділення відповідного електрообладнання на окремі резервні лінії живлення для збереження електропостачання цього електрообладнання у разі виникнення дефіциту потужності в ОЕС _____

7.3. Вимоги до розрахункового обліку електричної енергії _____

7.4. Вимоги до компенсації реактивної потужності _____

7.5. Вимоги до автоматичного частотного розвантаження (АЧР), системної проти-аварійної автоматики (СПА) _____

7.6.* Установлення засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії _____

7.7. Вимоги до релейного захисту й автоматики, захисту від коротких замикань та перевантажень, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою шиною нейтралі тощо _____

7.8. Вимоги до телемеханіки та зв'язку _____

7.9. Вимоги до ізоляції, захисту від перенапруги й електробезпеки _____

7.10. Специфічні вимоги щодо живлення електроустановок замовника, які стосуються резервного живлення, допустимості паралельної роботи елементів електричної мережі _____

8. Додаткові вимоги та умови:

8.1.* Додаткова потужність для споживачів, які будуть підключені в перспективі на договірних умовах _____

8.2.1.* Додаткові технічні умови приєднання будівельних струмоприймачів, у разі необхідності, одержати _____

8.3.* Рекомендації щодо використання типових проектів електрозабезпечення електроустановок _____

8.4. Рекомендації щодо регулювання добового графіка навантаження _____

9. До початку будівництва проект погодити з _____

Головний інженер _____

Вик. інженер _____ тел. _____

* Заповнюються за згодою Замовника

ТЕХНІЧНІ УМОВИ

приєднання до електричних мереж електроустановок для населення (типова форма)

Додаток _____
До договору про приєднання до
електричних мереж
„___” _____
№ _____

Дата видачі „___” _____ 20__ року

_____ (назва споруди, житловий будинок, гараж, дачний будинок тощо)

1. Місцезнаходження об'єкта Замовника _____

_____ (назва населеного пункту, вулиці, № ділянки у кварталі індивідуальної забудови)

2. Величини прогнозованого навантаження потужністю _____ кВт,

у тому числі:

стаціонарні електричні плити _____ кВт,

електричного підігріву води _____ кВт,

опалення приміщень _____ кВт

3. Напруга _____ В.

(220, 380)

4. Джерело електропостачання _____

(ТП, власник ТП, блок-станція)

5. Точка приєднання _____

(відповідно до межі експлуатаційної відповідальності)

6. Вимоги до влаштування заземлення та захисних заходів електробезпеки в точці підключення _____

7. Розрахунковий облік електричної енергії _____

8. Влаштування захисту від пошкоджень та обмеження дозволеної потужності _____

_____ (тип дооблікових та після облікових автоматів з зазначенням допустимих струмів

вимкнення пристроїв, пристрій захисного вимикання, монтаж контуру заземлення,

_____ виконання силової електропроводки в 3-и провідному виконанні тощо)

9. Перелік документів, які необхідно надати для підключення _____

_____ (протоколи випробування електропроводки та вимірювання контуру заземлення, акти прихованих робіт, сертифікати на опори тощо)

10. Інші вимоги, передбачені законодавством України _____

11. Акт допуску на підключення оформити в _____

Головний інженер (інженер РЕМ) _____

Виконавець _____

Контактний телефон виконавця _____

ТЕХНІЧНІ УМОВИ
приєднання електроустановки, призначеної для виробництва електричної енергії (в
тому числі когенераційної установки)
(типова форма)

Додаток _____
До договору про приєднання до
електричних мереж
„____” _____
№ _____

Дата видачі „____” _____ 20__ року

(найменування замовника)

Розрахункові значення:

струм короткого замикання в точці підключення _____ А,

нормально допустимий струм обладнання установки _____ А,

максимальний ударний струм несинхронного включення _____ А.

Розрахунки виконано _____

(назва проектної, наукової або іншої організації, яка виконала розрахунок)

(додаються)

1. Місцезнаходження об'єкта, його найменування _____

2. Прогнозована величина електричної потужності _____ кВт,

у тому числі: _____

3. Точка приєднання _____, опора № _____

(диспетчерська назва ЛЕМ)

4. Вимоги до точки приєднання:

4.1. Перевірка обладнання в точці приєднання на дію струму короткого замикання, виходячи з умов підживлення короткого замикання від установки: _____

4.2. Обладнання комірки в точці приєднання дуговим захистом за струмовим принципом _____

4.3. Вимоги щодо встановлення устаткування, яке виключає можливість пошкодження обладнання в точці приєднання у випадку несинхронного включення _____

4.4. Обладнання схеми перемикання електроустановки в електричну мережу замовника пристроєм для блокування або двостороннім триполюсним перекидним рубильником з метою уникнення подачі напруги електроустановки в ОЕС України та одночасне підключення мереж замовника до ОЕС України та електрогенераційної установки _____

4.5. Улаштування на розподільчому щиті електроустановки постійного контролю наявності напруги з боку ОЕС України _____

5. Компенсація реактивної потужності _____

6. Розрахунковий облік відпущеної електричної енергії _____

7. Для приєднання установки замовнику необхідно забезпечити технічні характеристики електричної мережі від точки (точок) приєднання до електроустановки:

7.1. Лінії основного приєднання _____

7.2. Лінії резервного приєднання _____

7.3. Вимоги до улаштування автоматичного переведення навантаження електроустановки разі аварійного знеструмлення в точці приєднання _____

7.4. Установлення автоматики відокремлення для переведення електроустановки в разі порушень в ОЕС України в автономний режим роботи, а також можливість ручної та автоматичної синхронізації та виведення електроустановки на паралельну роботу з ОЕС України _____

7.5. Засоби поліпшення якості та забезпечення електромагнітної сумісності _____

7.6. Засоби виміральної техніки для контролю якості електричної енергії _____

8. Релейний захист і автоматика, захист від коротких замикань та перевантажень, у тому числі вимоги щодо влаштування резервного захисту на випадок відмови захисту обладнання, що відключає коротке замикання в бік електроустановки _____
9. Телемеханізація _____
10. Організація зв'язку _____
11. Організація змін в інформаційно-обчислювальному комплексі _____
12. Плани траси ЛЕП 0,4-10 кВ і місце розташування ТП 6-10/0,4 кВ погодити з усіма зацікавленими організаціями, землевласниками (землекористувачами) та _____
13. Прогнозовані межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності _____
14. До початку будівництва проект погодити _____
15. Оформити допуск на підключення об'єкта під напругу відповідно до законодавства _____
16. Додаткові вимоги та рекомендації (за згодою Замовника)
- 16.1. Рекомендації щодо використання типових проектів електрозабезпечення _____
- 16.2. Рекомендації щодо регулювання добового графіка навантаження _____
- 16.3. Рекомендації щодо встановлення засобів діагностики та реєстрації аварійних параметрів та режимів роботи електроустановки _____

Головний інженер _____ тел. _____
 Вик. інженер _____ тел. _____

ЗАЯВА
про проведення технічного огляду та оформлення допуску на підключення
електроустановки до електричної мережі

_____ (найменування або П.І.Б. фізичної особи – власника електроустановки)
 Прошу провести первинний (повторний) технічний огляд для оформлення акта допуску на підключення до електричної мережі електроустановки: _____

_____ (назва електроустановки та її місцезнаходження, потужність електроустановки,
 _____ рівень напруги в точці приєднання, категорія надійності електропостачання)

* Відповідальною особою за електрогосподарство призначений наказом від
 ‘ _____ ’ _____ 20__ року № _____
 _____ (П.І.Б., посада, освіта спеціаліста)

* Електроустановка прийнята від будівельно-монтажної організації замовником згідно з
 _____ (назва та реквізити документа)

* Для обслуговування електроустановки залучається атестований персонал, договір від “ _____ ” _____ 20__ року № _____

До заяви додається така документація:

* - список осіб оперативного та оперативно-ремонтного персоналу, яким дозволяється від імені Замовника давати заявки на відключення та підключення електроустановок, вести оперативні переговори;

* - протокол від “ _____ ” _____ 20__ року № _____ перевірки знань Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів;

* - приймально-здавальний акт між будівельно-монтажною і налагоджувальною організацією та замовником;

* - документація залежно від типу електрообладнання, яке допускається до підключення згідно з главою 1.8. ПУЕ „Норми приймально-здавальних випробувань” на _____ аркушах (додається);

- технічні умови від “___” _____ 20__ року № _____;

- проект електроустановки;

- довідка організації, яка видала технічні умови щодо їх виконання та рішення цієї організації щодо відповідності проекту технічним умовам;

- акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності сторін;

- однолінійна схема електропостачання.

* М.П.

_____ (прізвище)

Примітка: * - не стосується фізичних осіб – власників індивідуального житла, електроустановки яких приєднуються до мереж напругою 0,4 кВ.

**АКТ
ДОПУСКУ НА ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ
ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ**

“___” _____ 20__ року _____
(місце складання акта)

Електроустановка належить _____
(найменування підприємства та П.І.Б. його керівника або П.І.Б. власника-фізичної особи, контактні телефони)

розташована _____
Цей акт складено _____
(представник власника мереж/електропередавальної організації, П.І.Б., посада)

у присутності представника споживача в особі _____
(П.І.Б., посада)

про те, що після монтажу та налагодження проведено огляд змонтованого (реконструйованого) електрообладнання _____

_____ (наводиться перелік обладнання)

НАДАНА ТАКА ТЕХНІЧНА ДОКУМЕНТАЦІЯ:

1. Технічні умови від “___” _____ 20__ року № _____, видані _____
(назва організації, яка видала технічні умови)

продовжені _____
2. Проектна документація розроблена _____

_____ (назва організації, яка розробила проект)

Рішення за проектом _____
(суть рішення, відповідність нормативно-технічної документації, _____)

_____ (технічним умовам тощо)

від “___” _____ 20__ року № _____
(документ, який засвідчує узгодження проектною організацією)

3. Акт робочої комісії про готовність закінченого будівництвом об'єкта для пред'явлення державній приймальній комісії від "___" _____ 20__ року № _____
Монтаж здійснено _____

(найменування організації, ліцензія)

Випробування, налагодження проведені _____
(найменування організації, ліцензія)

4. Акт розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін від "___" _____ 20__ року № _____

5. Протоколи вимірювань відповідно до вимог ПУЕ (навести перелік) _____

ПІД ЧАС ОГЛЯДУ ВСТАНОВЛЕНО:

1. Відповідальним за електрогосподарство призначений згідно з наказом від "___" _____ 20__ року № _____

(П.І.Б. відповідальної особи)

який має _____ групу з електробезпеки.

2. Елементи електроустановки та облік змонтовано відповідно до вимог нормативно-технічних документів, проектних рішень та технічних умов приєднання електроустановки.

3. Електроустановка забезпечена приймально-здавальною та експлуатаційною документацією.

4. Електроустановка забезпечена засобами захисту від ураження електрострумом.

5. Обладнання іноземного виробництва сертифіковане на території України (навести перелік, який включає назву обладнання, назву країни-виробника, номер сертифіката відповідності обладнання діючим в Україні стандартам) _____

6. За результатами комплексного випробування устаткування дефектів електроустановки та недоліків у роботі електроустановки не виявлено _____

7. Схема електропостачання забезпечує передбачену технічними умовами категорію надійності електропостачання (додається)

8. Засоби обліку електричної енергії (таблиця додається)

ВИСНОВОК ПРО ДОПУСК НА ПІДКЛЮЧЕННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

На підставі наданої технічної документації та огляду електроустановки _____

(назва об'єкта, електроустановки, перелік обладнання)

можуть бути підключені до електричної мережі.

Підключення електроустановки проводиться власником електричних мереж відповідно до договору про приєднання на підставі цього акта допуску на підключення.

Примітка. Документація, пов'язана з прийняттям об'єкта в цілому та/або його частини, має зберігатися у замовника та/або організації, яка здійснює експлуатацію об'єкта, протягом усього терміну експлуатації.

Акт допуску складено на ___ аркушах в ___ примірниках.

Акт допуску склав:

Уповноважена особа

Організації, що проводила огляд:

(посада, П.І.Б.)

Під час огляду присутні

Представник споживача: _____

(П.І.Б.)

(підпис)

:

(підпис)

ОПИТУВАЛЬНИЙ ЛИСТ СПОЖИВАЧА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

1. Найменування і адреса підприємства (замовника будівництва)

2. Найменування і адреса проектної організації _____

3. Планується будівництво (реконструкція) об'єктів _____

(вказати найменування, номер і дату документа найменування й адресу об'єкта)

4. Термін закінчення проектування (робочих креслень) для будівництва.

5. Початок будівництва _____

6. Введення в експлуатацію _____

7. Загальна теплота потреба об'єкта, який будується
(реконструюється) _____ МВт.

У тому числі за видами теплоспоживання:

опалення _____ МВт, вентиляція _____ МВт, гаряче

водопостачання (максим. та середнє) _____ МВт,

технологія _____ МВт.

8. Існуюче теплове навантаження _____ МВт.

9. Збільшення теплового навантаження, в тому числі:

За 20 ___ р. _____ МВт

За 20 ___ р. _____ МВт

За 20 ___ р. _____ МВт

За 20 ___ р. _____ МВт

За 20 ___ р. _____ МВт

10. Стислі дані про існуюче джерело теплопостачання (пічне опалення, виносна або вбудована котельня, кількість, тип і потужність котлів, вид палива) _____

11. Стислі дані про об'єкт теплофікації (характеристика об'єкта, геометрична висота й геофізична позначка землі, вимоги до надійності, потреба в резервуванні, чим обумовлена)

Додаток: вкопювання з генплану місцевості в масштабі не нижче 1:2000 з прив'язкою площі об'єкта до існуючих і проєктованих вулиць, об'єктів.

М.п. Керівник підприємства-замовника (споживача) _____

М.п. Керівник проектної організації _____

Найменування Держадміністрації

Найменування підприємства

Адреса

Телефон

№ _____ від _____

На № _____ від _____

Термін дії - 2 роки

**ТЕХНІЧНІ УМОВИ № _____
НА ПРИЄДНАННЯ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ**

1. Об'єкт _____

2. Адреса _____

3. Теплове навантаження об'єкта _____ МВт

У тому числі:

опалення _____ МВт

гаряче водопостачання _____ МВт

вентиляція _____ МВт

технологія _____ МВт

4. Приєднання об'єкта виконати від існуючого (запроектованого) теплопроводу (непотрібне викрислити) _____

5. Вузол приєднання _____

6. Напір у вузлі приєднання:

а) у подавальному трубопроводі _____ МПа;

б) у зворотному трубопроводі _____ МПа.

7. Теплоносій _____ °С

8. У літній сезон мережі працюють за температурним графіком гарячого водопостачання (_____).

9. Стояки й опалювані прилади повинні бути обладнані запірно-регулювальною арматурою.

10. Робочий тиск у системах опалення повинен прийматися не більше _____ МПа.

11. Система гарячого водопостачання повинна бути приєднана до теплової мережі через водопідігрівачі з використанням зворотної води із систем опалення й вентиляції.

12. Вузли систем опалювання, підігрівачі гарячого водопостачання повинні бути обладнані авторегуляторами, приладами обліку, контролю й при потребі пристроєм магнітної обробки води.

13. Вибір схеми приєднання систем опалення повинен бути виконаний з урахуванням заданого статичного й динамічного тиску в мережі.

14. Вбудований тепловий пункт споживача повинен відповідати вимогам Правил техніки безпеки й Правил технічної експлуатації, забезпечувати вільний і безперешкодний доступ обслуговуючого персоналу до теплотехнічного обладнання незалежно від режиму роботи споживача.

15. Злив води із труб теплової мережі повинен бути виконаний, як правило, у зливну каналізацію. Злив води безпосередньо в теплові камери не дозволяється.

16. Проект приєднання має бути виконаний відповідно до чинних норм і правил на проектування.

17. Проект в обов'язковому порядку повинен мати розділи:

"Захист навколишнього середовища" і "Захист трубопроводів теплових мереж від корозії".

Проектні рішення, які приймаються, і проект приєднання до теплових мереж у повному обсязі підлягають обов'язковому узгодженню з енергопостачальною організацією (підприємством) _____ до початку робіт.

18. Будівництво теплових мереж і систем має виконуватись під технічним наглядом енергопостачальної організації (підприємства) _____
(найменування)

19. Врізку або підключення потрібно проводити до початку опалювального сезону.

20. Подавання тепла можливе тільки після виконання всіх вимог технічних умов і укладення договору з енергопостачальною організацією (підприємством)

(найменування)

21. Інші умови приєднання _____

Головний інженер

АКТ ПРО ГОТОВНІСТЬ ОБ'ЄКТА ДО ОПАЛЮВАЛЬНОГО СЕЗОНУ

Форма N E-8

"___" _____ 20__ р. складений представником району теплових мереж

у присутності представника споживача в особі _____

(посада, прізвище)

про готовність об'єкта по вул. _____ дім № _____ до
опалювального сезону _____ року _____

РЕЗУЛЬТАТИ ВИПРОБУВАНЬ І ОГЛЯДУ

1. Гідравлічне випробовування

Вид обладнання	Випробування тиском, МПа	Зниження тиску, МПа	Тривалість випробувань, хвилин	Примітка
а) відгалуження				
б) тепловий пункт				
в) водопідігрівачі				
г) вентиляційна установка				
д) місцева система				

II. Результати промивки та очищення від накипу:

а) відгалужень, камери керування й місцевої системи

б) водопідігрівачів

III. Під час огляду виявлені такі дефекти:

Представник району експлуатації тепломережі _____
(підпис)

Представник споживача _____
(підпис)

Позначка про усунення дефектів _____
Представник району експлуатації _____
(підпис)

Рішення про готовність об'єкта до опалювального періоду _____

Начальник теплових мереж _____
(підпис)

ДОДАТОК 3
ДОВІДКОВІ ДАНІ ЩОДО ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ АПК*

Таблиця 3.1 - Характеристика пересувних технічних засобів ремонтно-обслуговуючої бази сільськогосподарського підприємства

Назва засобу	Умовне позначення за ОСТ70.0001.179	Перелік робіт, які виконуються	Базовий автомобіль /транспортний засіб/	Навантаження, у.о.е.	Кількість персоналу
1	2	3	4	5	6
1.Електроналого-дзювальна лабораторія ЕНЛ - 2	ТЭ-1-0,3	Вимірювання R_{60} ; вимірювання освітленості; випробування та налагодження пускозахистних апаратів; перевірка і налаштування електротеплових реле; вимірювання напруги та сили струму; перевірка і налагодження приладів для вимірювання тиску, вакуумметрів та вимірювачів температури; перевірка температурних режимів електрообладнання; усунення неполадок електрообладнання	ИЖ-2715	--	--

* Використані джерела [67,73,]

Продовження табл. 3.1

2.Пересувна електродіагностична лабораторія ЕДЛ-1	ТЭ-П-2,5	Виконання технічного обслуговування електроустановок напругою до 1000 В, діагностування, усунення неполадок	ГАЗ-52-01 (ГАЗ-58) Комплектується синхронним генератором трифазного змінного струму	3500	--
3.Пересувна майстерня МТП 817 МЭ	ТЖ-П-2,5	Технічне обслуговування та поточний ремонт електроустановок зокрема електрифікованого технологічного обладнання тваринницьких ферм і комплексів	ГАЗ-52-01 комплектується синхронним генератором трифазного змінного струму БМЗ-4,5/4, електрифікованою лебідкою та іншим обладнанням	--	--
4.Пересувна електроремонтна лабораторія ЭРИЛ-СХ	ТЭ-П-2,5	Пусконаладжувальні роботи, ТО і ПР електрообладнання	ГАЗ-52-01	5000	--

Продовження табл.3.1

5.Автопересувна майстерня ММТОЖ-53	МЖ-П-2,5	Монтаж і демонтаж машин і обладнання: електрозварювальні роботи; газозварювальні роботи та різання металу; сантехнічні роботи; слюсарні роботи із застосуванням ручних електричних машин; дрібноковальські роботи; фарбувальні та інші роботи	ГАЗ-53 А комплектується генератором трифазного змінного струму; стенд МИИСП; зварювальний трансформатор	--	--
6.Автопересувна майстерня МПР-1	НЖ-П-2,5	Пусконаладжувальні роботи на фермах, тваринницьких комплексах та інших об'єктах	ГАЗ-53 А	--	--
7.Електровимірювальна лабораторія "Електро-служба"	ТЭ-1-0,3	Виконання профілактичних, діагностичних, пусконаладжувальних, електровимірювальних та дрібноремонтних робіт під час монтажу та експлуатації електрообладнання	Москвич - -439; ИЖ - 715	--	До 2
8.Автопересувна електроремонтна майстерня АПЭМ-2М	ТУ-Ш-4,0	Виконання робіт з ТО і ПР сільських електростанцій та електричних мереж	ГАЗ-52-04 має генератор БИЗ4,8/4, зварювальний агрегат АСБ-300 на причепі ТАПЗ-755	--	4-6

Таблиця 3.2 - Комплект обладнання, приладів та інструменту електродіагностичної автопересувної лабораторії ЕДЛ - 1 /Ту 70.0004.208 - 82/

Назва виробу	Тип, марка	ГОСТ,ТУ	Кількість
Генератор трифазного змінного струму	--	--	1
Переносний електровимірювальний комплект	К 505	ТУ 25.04.80-70	1
Комбінований електровимірювальний прилад	Ц 4340	ГОСТ 10374-74	1
Міст постійного струму	Р 333	Т 25.04.118-77Е	1
Мегаомметр	М 4100/5	ТУ 25.04.2131-78	1
Показчик напруги	УНН-90	ТУ 25.04.846-74	1
Прилад для вимірювання опору заземлювальних пристроїв	М 416	ГОСТ 5.1473-75	1
Прилад для вимірювання опору петлі "фаза-нуль" або вимірювач струму однофазного короткого замикання	М 417	ТУ 25.04.627-78	1
Кліщі електровимірювальні	Щ 41160	1	1
Індикатор напруги	Ц 4501	ТУ 16.539.828-74	1
Тахометр	НО-500	ТУ 25.07.1051-71	1
Люксметр	Т 410 Р	ТУ 25.04.941-75	1
Стенд сільського електрика	Ю 116	ТДМ.3.410.000 ТУ	1
Аптечка першої допомоги	ІЗ УН-1	ТУ 64.7.51-71	1

Примітки:

1.Лабораторія ЕДЛ - /комплектуються також електрозахисними засобами, електромонтажним, слюсарним, такелажним обладнанням; інструментом і господарсько-побутовими приладами та вогнегасником ОУБ-3.

2.До складу лабораторії входить контейнер для обмінного фонду електрообладнання масою до 1500 кг.

Таблиця 3.3 - Комплект обладнання, приладів та інструменту електроналаджувальної лабораторії ЕНЛ - 2 - 01 / Ту 10.05.0004.305 - 88

Назва виробу	Тип, марка	ГОСТ, ТУ	Кількість
Вимірювач опору заземлювальних пристроїв	Ф 4103	ГОСТ 15.1473-75	1
Кліщі електровимірювальні	Ц4502	ТУ 25.0432-032-84	1
Мегаомметр	М 4100/4	ТУ 25.04.2131-78	1
Прилад комбінований	Ц4317	ТУ 25.04.3300-77	1
Люксметр	Ю 116	ТУ 25.04.941-75	1
Тахометр	Т 4-10 Р	ТУ 25.07.1051-79	1
Прилад універсальний	Р 4833	ТУ 25.04.3370-70	1
Показчик низької напруги	МИН-1	ТУ 25.04.846-74	1
Манометр	МТИ-160	ТУ 25.02.181071-78	1
Вакуумметр	ВТИ-160	ТУ 25.02.181071-75	1
Індикатор продуктивності вакуум-насосів	КИ 4840	ТУ 70.0004.176-80	1
Секундомір	СОСПР-26	ГОСТ 5072-90	1
Комплект пристосувань та інструменту для технічного обслуговування холодильних установок НУУ	ПТ 3099	ТУ 70.040060-75	1
Набір інструментів механіка	ПИМ582А	ТУ 70.238-71	1
Килимок діелектричний	--	ГОСТ 4997-75	2
Рукавички діелектричні	--	ТУ 38105977-76	2
Окуляри захисні	"О"12-72	ГОСТ 12.4.013-75	2
Вогнегасник	ОУБ-3		1
Аптечка першої допомоги		ТУ 64.7.51-71	1

Таблиця 3.4 - Характеристика спеціалізованих майстерень з ремонту енергообладнання

№ типового проекту	Площа, м ²		Чисельність працюючих, осіб		Установлена потужність електро-приймачів, кВт	Будівельний об'єм, м ³	Річна трудомісткість, люд.год
	забудови	загальна	забудови	загальна			
416-7-212.85	774,0	1443	18	16	267,1	6540	25,5
<u>816-3-2.83</u> ¹	<u>692,0</u>	<u>952,5</u>	23	20	261,5	<u>4962</u> 4909	32,2
816-3-3.83	681,9	861,7					
416-7-213.85	922,0	1639	30	26	278,4	7630	42,0
<u>816-3-4.83</u>	<u>916,0</u>	<u>1200</u>	37	33	347,3	<u>6610</u> 6578	52,4
816-3-5.83	905,9	1039					
416-7-214.85	1060	1870	44	38	348,5	8720	64,8
<u>816-3-8.83</u>	<u>1358</u>	<u>1704</u>	56	48	435,5	<u>9990</u> 9920	81,0
816-3-7.83	1345	1530					

¹ у чисельнику - для споруд з панельними стінами
у знаменнику - для споруд з цегляними стінами

Таблиця 3.5 - Характеристики пунктів технічного обслуговування і ремонту енергетичного обладнання

№ типового проекту	Площа, м ²		Чисельність працюючих, осіб		Установлена потужність електроприймачів, кВт	Будівельний об'єм, м ³	Річна трудомісткість, тис.люд.год
	забудови	загальна					
Пункт технічного обслуговування і ремонту енергообладнання (ПТО і РЕО)							
816-1-150.88	309	355	15	13	69,3	1814	24,0
816-1-151.88	318	333				1865	
816-1-19	305	339	14	12	84,0	1840	20,2
816-1-20	303	317				1920	
816-1-148.88	234	276	9	7	56,0	1373	12,0
816-1-149.88	241	266				1415	
816-1-17	228	251	7	5	78,9	1390	10,1
816-1-18	225	237				1445	

Таблиця 3.6 - Перелік обладнання пунктів технічного обслуговування і ремонту (ПТО і РЕО)

Обладнання					
Назва	Тип, марка	Кількість для ПТО і РЕО з виробничою програмою, у.о.е./рік			
		2100	2500	4200	5000
1	2	3	4	5	6
Дільниця фарбування, просочування і сушіння					
1. Сушильна шафа	ПЛ-304.015.2276-с або СНОЛ-3,5-3УЗ або ЦЭП-282А або ПЛ-18012	1	1	2	1
2. Таль черв'ячна або таль електрична	ТЭ-0,5-133П	1	1	1	1
3. Просочувальний бак (ванна) з витяжною шафою	П669-02 або 1ЯЛ-00-00 ШВ.00.000	1	1	1	1
4. Камера для фарбування відремонтованих виробів	4КП-М-0000 ; 5КП-М-000 ПЛ-27015 або КО.00.000	1	1	1	1
5. Шафа для інструменту та матеріалів	5126 або РО-0509 або НО-101 або ОРГ-1568-07-040 або 1019-554-00	1	--	1	--
6. Мийна установка	2031 або ОРГ-8728-07.00 або 70-7980-2215-00 або ОН-1316 або ОРГ-4990 або 0510	1	--	--	--
Ремонтно-монтажна дільниця					
1. Стенд для ремонту електродвигунів	336Н.000 або ОРГ-8837.000 або ОР-3505 або ОРГ-8830-00.00	1	1	1	2
2. Верстат рядового намотування	СРН-0,5У або ПР159М	--	--	1	1

Продовження табл.3.6

3.	Стенд для збирання і налагодження пускозахисної та пускорегулюючої апаратури	П1/35Н-30 або Э39Н.000 або 70.-7980-2203	1	1	1	1
4.	Стенд для ремонту і перевірки освітлювальних і опромінювальних установок	Э37Н.000 або П-21Э6Н або "Фотон"	1	1	1	1
5.	Шліфувальний верстат	ЗК634 або С-475 або ЗБ634 із пиловловлювальним вентиляційним агрегатом ЗИЛ900	--	1	--	1
6.	Консольний поворотний кран	КПК, ТЭО, ОПГ, 0,5-133П або 5-311-380 або 1153	1	1	1	1
7.	Пристрій для випробування занурювальних насосів	ТХН-УИ	1	1	1	1
8.	Підвісний кран на 1 т.	1А1-6-6-6.6-220	1	1	1	1
9.	Стенд для випробування пароводозамірної арматури	70-7980-2214	1	1	1	1
10.	Ванна для розігріву деталей	ОКС-1513 або П-105-01 або ТЛ-00-00	1	1	1	1
11.	Компресор	ГП, 0,25/10 або СО7А		1	1	1

Продовження табл.3.6

12.	Установка для сушіння електрообладнання	5816-00.00 або УС-8816	--	1	--	1
13.	Стенд для перевірки і заряджання приладів автоматики	ОР-8726М	1	--	1	--
14.	Трансформатор для паяння мідних проводів	ОСЭ-5/0,5-74УЗ	--	--	--	1
15.	Мийна установка	2030 або ОРГ-8728-07.00 або 70.-7980-2215-00 або ОМ-1316 або ОРГ-4990 або 0510	--	--	1	--
16.	Монтажний стіл	ОРГ, 1468, 08ОА	1		1	
17.	Шафне укриття	ШУ-00.000 або ОРГ87-16.00.000	1	--	1	--
Витратний склад						
1.	Шафа для інструментів та матеріалів	5126 або РО-0509 або НО-101 або ОРГ-1468-07-040 або 1019-554-00	1	1	1	1
2.	Секції стелажів	5152.000, 5154.000	3	3	4	4
Дільниця ремонту приладів і засобів автоматики						
1.	Стенд для перевірки і заряджання приладів автоматики	ОР-8726М	--	1	--	1
Бокс для спец. автомобіля						
1.	Компресор	ГП, 0,25/10 або СО, 7А	1			
2.	Автомобільний підйомник	П-113	1	1	1	1
3.	Секції стелажів	5152.000, 5154.000		1		

Продовження табл.3.6

Дільниця заготовки конструкцій						
1.	Шліфувальний верстат	ЗК634 або С-475 або ЗБ634 з пиловловлювальним вентиляційним агрегатом ЗИЛ900	1	--	1	--
2.	Стіл для електрозварювальних робіт	ОКС-7523	1	--	1	--

Таблиця Ж.7 - Характеристика постів електрика

Пост електрика								
Обсяг робіт, у.о.е. до 200		19,8	19,8	1	1	--	--	5,4
201-400		22,0	22,0	1	1	-	-	10,9
401-600		26,4	26,4	1	1	-	-	16,3
Електротехнічна дільниця у ремонтній майстерні								
Парк тракторів								
200	816-1-57.84	2217 (114) ²	2680	49	$\frac{43}{7^3}$	347,0	19449	14,1
150	816-1-56.84	1851 (72)	2115	43	37/6	330,0	16232	12,8
100	816-1-55.84	2044 (72)	2440	38	30/5	330,0	17973	8,3
75	816-1-45-83 ¹	1854,4	$\frac{2231}{2135}$	33	28/4	329,5	16598	9,5
	816-1-46-83	1873,0(72)					16250	
50	816-1-47.83	1671,0	$\frac{2016}{1922}$	27	21/2	327,3	15282	5,0
	816-1-48.83	1688,4(36)					14650	
25	816-1-49.83	1487,7	$\frac{1802}{1649}$	21	15/1	321,6	13605	4,6
	816-1-56.83	1503,9(36)					13050	

Таблиця 3.8 - Комплект обладнання, приладів та інструменту поста електрика

Назва	Тип, марка	Кількість для дільниці з обсягом робіт, у.о.е.		
		до 200	до 400	до 600
1.Настільно-свердлильний верстат	НС 12А/2М-12	1	1	1
2.Електроточило	ТА255/3Б631А/	1	1	1
3.Компресор універсальний з фарборозпилювачем	СО 45 А	1	1	1
4.Верстак слюсарний на два робочих місця	ОРГ-1458-070А	1	1	1
5.Шафа для зберігання матеріалів та інструменту	ОРГ-1458-07- -040	1	1	1
6.Стіл письмовий	--	1	1	1
7.Стілець	--	2	2	3
8.Шафа для технічної літератури і документації	--	1	1	1
9.Стенд сільського електрика	МІІСП(13УН-1М)	--	1	1
10.Мегаомметр	М 4100/4	1	1	1
11.Тахометр	Т4-10Р	1	1	1
12.Люксметр	D 116	--	--	1
13.Вимірювач струму однофазного короткого замикання	Щ41160	--	--	1
14.Вимірювач опору заземлювальних пристроїв	М 416	--	--	1
15.Прилад електровимірювальний комбінований	Ц 4352 (Ц4341)	1	1	1
16.Фазопоказчик	И 517	1	1	2
17.Показчик напруги або індикатор напруги	УНН 10;ИН-92	2	3	3
18.Кліщі струмовимірювальні	Ц 4501(Ц4502)	1	1	2

Продовження табл.3.8

19.Термометр	ЭТП-М	--	--	1
20.Динамометр	ДПУ-0,01	--	--	1
21.Машина ручна електрична /електродриль/	ИЭ 102-2А	1	1	1
22.Електропаяльник	(ПСН-40) ПСН-65	1	1	1
23.Комплект інструменту електрослюсаря	ПИМ 4124 /70-980-2219/	1	2	2
24.Комплект інструменту слюсарно-монтажного з ізолювальними рукоятками	ГОСТ 11516-73	1	2	2
25.Кігті монтерські	ГОСТ 5510-50	1	1	2
26.Драбина	ЛСМ Т236-730	1	1	1
27.Вогнегасник	ОУБ-3	1	1	1

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ.01.01.2000. – К.: Изд-во стандартов, 1998; Госстандарт Украины, с доп. и попр., 1999. – 31 с.
2. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории условий эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. Введ. 01.01.71.–М.: Госстандарт СССР,1970; Госстандарт Украины, с доп. и попр., 2001. – 14 с.
3. ГОСТ 18322-91. Система технического обслуживания и ремонта техники. Введ. 01.01.90. – М.: Изд-во стандартов, 1991.- 14 с.
4. ГОСТ 19348-82. Изделия электротехнические сельскохозяйственного назначения. Общие технические условия. Введ. 01.01.84. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 9 с.
5. ГОСТ 25866-83. Эксплуатация техники. Термины и определения. Введ. 01.01.85. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 5 с.
6. ГОСТ 28388-89. Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения. Введ.01.01.1990. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 30 с.
7. ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы. Введ. 01.01.1998.–К.:Госстандарт Украины,1995.– 64 с.
8. ДСТУ 2226-93. Автоматизовані системи. Терміни та визначення. Чин. від 01.07.97. – К.: Держстандарт України, 1994. – 92 с.
9. ДСТУ 2228-93. Системи оброблення інформації. Підготовка і оброблення даних. Терміни та визначення. Чин. від 01.07.94. – К.: Держстандарт України, 1993. – 20 с.
10. ДСТУ 2267-93. Вироби електротехнічні. Терміни та визначення. Чин. Від 01.01.95. - К.: Держстандарт України, 1994. – 47 с.

11. ДСТУ 2389-94. Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.95. – К.: Держстандарт України, 1994. – 24 с.
12. ДСТУ 2420 – 94. Енергоощадність. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1994. – 19 с.
13. ДСТУ 2681-94. Державна система забезпечення єдності вимірювання. Терміни та визначення. Чин. Від 01.01.95. – К.: Держстандарт України, 1994. – 68 с.
14. ДСТУ 2791-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.95. – К.: Держстандарт України, 1994. – 15 с.
15. ДСТУ 2804 – 94. Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1995. – 37 с.
16. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення. Чин. від 28.12.94. – К.: Держстандарт України, 1995. – 92 с.
17. ДСТУ 2861-94. Надійність техніки. Аналіз надійності. Основні положення. Чин. від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1995. – 31 с.
18. ДСТУ 2862-94 Надійність техніки. Методи розрахунку показників надійності. Загальні вимоги. Чин. від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1995. – 38 с.
19. ДСТУ 2863-94 Надійність техніки. Програма забезпечення надійності. Загальні вимоги. Чин. від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1995. – 37 с.
20. ДСТУ 2993-95. Апарати електричні низьковольтні. Методи випробувань. Чин. Від 01.01.96. – К.: Держстандарт України, 1995. – 55 с.
21. ДСТУ 3398-98. Машини електричні обертові. Ізоляція. Норми та методи випробувань. Чин. Від 01.01.99. – К.: Держстандарт України, 1998. - 18 с.
22. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.97. – К.: Держстандарт України, 1996. – 61 с.
23. ДСТУ 3433-96. Надійність техніки. Моделі відмов. Основні положення. Чин. від 01.01.99. – К.: Держстандарт України, 1998. – 42 с.

24. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.97. – К.: Держстандарт України, 1997. – 46 с.
25. ДСТУ 3465-96. Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.98. – К.: Держстандарт України, 1998. – 19 с.
26. ДСТУ 3466-96. Якість електричної енергії. Терміни та визначення. Чин. від 01.01.98. – К.: Держстандарт України, 1997. – 35 с.
27. ГКД 34.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика.– К., 1995. – 34 с.
28. ГКД 34.20.302-2002. Норми випробування електрообладнання. – К.: ГРІФРЕ, 2002. – 217 с.
29. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. – К.: ГРІФРЕ, 2003. - 688 с.
30. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. –К.: Основа, 1998. – 380 с.
31. ДНАОП 0.00-8.20.99. Порядок проведення експертизи електроустановок споживачів. – К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. – 56 с.
32. ДНАОП 1.1.10 – 1.07. – 01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Введ. 05.06.2001. – К.: Форт, 2001. – 119 с.
33. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Введ.01.12.1999. – К.: Міністерство охорони здоров'я України, 1999. – 18 с.
34. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води /Затв. наказом Держнаглядохоронпраці № 177 від 08.09.1998 р.; введ. 07.10.1998 р.
35. Правила користування електричною енергією/ Затв. постановою НКРЕ України № 910 від 17.10.2005 р.; введ. 18.11.2005 р.
36. Правила користування тепловою енергією / Затв. наказом Міненерго України та Держбудом України N 307/262 від 28.10.99 р.; Введ. 30.11.1999 р.
37. Правила обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-запобіжних ремонтів газопроводів і споруд на них / Затв. наказом Держкомітету будівництва, архітектури та житлової політики України № 124 від 09.06.1998 р.

38. Правила обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-попереджувальних ремонтів теплових мереж і споруд до них / Затв. наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України № 123 від 9.06.1998 р.
39. Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України. – / Затв. Наказом Держкомнафтогазу України № 355 від 01.11.1994 (зі змінами та доповненнями наказ №103 (з0329-97) від 19.06.97).
40. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж / Затв. постановою НКРЕ України № 1137 від 14.12.2005 р.; введ. 19.01.2006 р.
41. Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж / Затв. постановою НКРЕ України № 47 від 21.01.2006 р.; введ. 06.02.2006 р.
42. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів / Затв. наказом №258 Мінпаливенерго України від 25.07.2006 р.
43. Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж / Затв. наказом № 71 Мінпаливенерго України від 5.03.2007 р.; введ. 5.09.2007 р.
44. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
45. Афанасьев Н.А., Юсипов М.А.. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий (система ТОР ЭО). – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
46. Бабушкин В.М., Волков В.П., Сухонос К.Б. Показатели качества электрической энергии и их влияние на работу электроприемников // Энергетика и электрификация.- 2001.- №10.- С. 28-31.
47. Баротфи И., Рафаи П. Энергосберегающие технологии и агрегаты на животноводческих фермах: Пер. с венг. – М.: Агропромиздат, 1988. – 228 с.
48. Водяников В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК: Учеб.пособие. – М.: ИКФ Экмос, 2002. – 304 с.

49. Драганов Б.Х., Гулько Т.В., Шишко Г.Г. Газоснабжение и газификация сельского хозяйства: Учеб. пособие. – М.: Фермер, 1994.- 320 с.
50. Ермолаев С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Эксплуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК. – К.: Мета, 2003. – 543 с.
51. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 261 с.
52. Живописцев Е.Н., Косицын О.А. Электротехнология и электрическое освещение. – М.: Агропромиздат, 1990. – 303 с.
53. Завгородній О.І. та ін. Теорія ймовірностей і математична статистика: Підручник. – Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2005. – 278 с.
54. Зарубин В.С. Теория вероятностей / Под ред. В.С. Зарубина, А.П.Кязимова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 1999. – 456 с.
55. Зуев В.П. и др. Применение тепла в сельском хозяйстве. – М.: Колос, 1976. – 232 с.
56. Карпов Ф.Ф., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в электросетях предприятий. – М.: Энергия, 1970. – 224 с.
57. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. М.: Высшая школа, 1984. – 256 с.
58. Костюхин Д. Общие принципы организации и содержания технического обслуживания машин, оборудования и приборов зарубежными фирмами. – М.: ВО Внешторгклуба. – 1988. – С. 7-28.
59. Кудрявцев И.Ф., Карасенко В.А. Электрический нагрев и электротехнология. – М.: Колос, 1975. – 384 с.
60. Леонов А.И., Дубровский Н.Ф. Основы технической эксплуатации бытовой радиоэлектронной аппаратуры. – М.: Легпромбытиздат, 1991. – 272 с.
61. Лукьянов Т.П., Егоров Е.П. Техническая эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1985.
62. Лямцов А.К., Тищенко Г.А. Электроосветительные и облучательные установки. – М.: Колос, 1983. – 224 с.

63. Методические рекомендации по применению инфракрасного обогрева и ультрафиолетового облучения молодняка сельскохозяйственных животных. – М.: ВИЭСХ, 1975. – 60 с.
64. Мозгалеvский А.В., Гаскаров Д.В. Техническая диагностика (непрерывные объекты). Учеб.пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1975. – 207 с.
65. Мозгалеvский А.В., Кайда А.Н. Вопросы проектирования систем диагностирования. – Л.: Энергоатомиздат: Ленингр. отделение, 1985. – 112 с.
66. Муругов В.П. и др. Влияние величины напряжения питания на бактерицидный поток ламп ДБ-30.1//Научно-технический бюллетень по электрификации сельского хозяйства. - М.: ВИЭСХ.-1981. - № 1 (42).- С. 48-51.
67. Нугер Б.К. Технічне обслуговування і ремонт сільськогосподарських електроустановок. Довідник. – К.: Урожай, 1991. – 175 с.
68. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття /Під загальною ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2001. – 400 с.
69. Перова М.Б. Убытки сельскохозяйственных потребителей от отклонений напряжения // Механиз. и электриф. с.-х. – 1999.- № 9 – 10. – С.14-19.
70. Пчолкін Ю.М., Мурзін В.К. Машини та обладнання на фермах. – К.:Урожай, 1977. – 112 с.
71. Пястолов А.А., Ерошенко Г.П. Эксплуатация электрооборудования. – М.:Агропромиздат, 1990. – 287 с
72. Савченко П.І., Мірошник О.В., Трунова І.М. та ін.. Концепція підвищення ефективності електропостачання та електроживлення на основі комплексного обліку електричної енергії // Вісник Приаз. держ. техн. унів. – Маріуполь: ПДГУ, 2005. Вип.15. Ч.2. – С. 105-109.
73. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / Госагропром СССР. – М.: ВО Агропромиздат, 1987. – 191 с.

74. Система технического обслуживания и ремонта теплотехнического оборудования (СТОИРТО). – М.: ВНИИТИМЖ, 1988. – 201 с.
75. Сокол А.Н., Мещерская Е.А. Организация и планирование электрификации на сельскохозяйственных предприятиях. – М.: Агропромиздат, 1988. – 256 с.
76. Справочная книга по светотехнике /Под ред. Ю.Б.Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1983. –472 с.
77. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
78. Справочник по теории вероятностей и математической статистике/ Под ред. В.С.Королюка.- К.: Наукова думка, 1978. – 582 с.
79. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
80. Сырых Н.Н. Эксплуатация сельских электроустановок. – М.: Агропромиздат, 1986.- 255 с.
81. Сырых Н.Н., Борисов Ю.С. Организация эксплуатации электрооборудования в животноводстве. – М.: Росагропромиздат, 1990. – 77 с.
82. Таран В.П. Диагностирование электрооборудования. – К.: Техника, 1983. – 200 с.
83. Таран В.П. и др. Рекомендации по организации ремонта и технического обслуживания электрооборудования на основе диагностирования / ВНПО «Ремдеталь» ВНИИВИД. – М. – 1985. – 9 с.
84. Теплоенергетичні установки і системи в сільському господарстві / Б.Х.Драганов, О.Ф.Буляндра, А.В.Міщенко. За ред. Б.Х.Драганова. – К.: Урожай, 1995. – 224 с.
85. Трунова І.М., Мірошник О.В. Організація технічної експлуатації енергетичного устаткування підприємств АПК. – Харків: ЧП ЧЕРВЯК, 2005. – 127 с.
86. Электронные промышленные устройства: Учеб. Для студ. спец. «Пром.электроника»/В.И.Васильев, Ю.М. Гусев, В.Н.Миронов и др. – М.: Высшая школа, 1988. – 112 с.
87. <http://www.metra.zt.ua>.