

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДНІПРОПЕТРОВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ ІМЕНІ АКАДЕМІКА В. ЛАЗАРЯНА

О. О. МАТУСЕВИЧ

Удосконалення методології системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій

Монографія

ДНІПРОПЕТРОВСЬК
2015

УДК 621.331:621.311.4-049.32
ББК 39.15

Рецензенти:

д-р техн. наук, проф. *П. Д. Андрієнко*
д-р техн. наук, проф. *Ф. П. Шкрабець*
д-р техн. наук, проф. *Г. К. Гетьман*

Рекомендовано до друку вченою радою Дніпропетровського
національного університету залізничного транспорту
імені академіка В. Лазаряна
(*протокол № 6 від 29 грудня 2014 р.*)

УДК 621.331:621.311.4-049.32

Удосконалення методології системи технічного обслуговування
і ремонту тягових підстанцій [Текст] : монографія / О. О. Мату-
севич. – Дніпропетровськ : Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп.
ім. акад. В. Лазаряна, 2015. – 295 с.

ISBN 978-966-8471-55-1

У монографії виконано системний аналіз процесу технічного обслуговування, ремонту та діагностування силового обладнання тягових підстанцій. Досліджено сучасні методи діагностики та засоби контролю технічного стану їх електрообладнання. Розроблено наукові основи системи технічного обслуговування та діагностики пристроїв тягових підстанцій з урахуванням роботи силового обладнання на етапі інтенсивного зносу. Запропоновано математичну модель удосконалення системи технічного обслуговування, ремонту та діагностування електрообладнання, що базується на аналізі ризиків експлуатації; методологію автоматизації системи технічного обслуговування і ремонту та діагностування основного силового обладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць.

Монографія розрахована на наукових та інженерно-технічних працівників, які займаються питаннями технічного обслуговування, діагностування й експлуатації пристроїв електропостачання, а також студентів, які навчаються за фахом «Електро-технічні системи електроспоживання».

Іл. 65. Табл. 34. Бібліогр.: 216 назв.

© О. О. Матусевич, 2015
© Дніпропетр. нац. ун-т залізн.
трансп. ім. акад. В. Лазаряна,
редагування, 2015

ISBN 978-966-8471-55-1

ОСНОВНІ УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

АІСУ – автоматизовані інформаційні системи управління
АРМ – автоматизоване робоче місце
АСУТП – автоматизовані системи управління технологічними процесами
ВВ – високовольтні вимикачі
ВКР – великий комплексний ремонт
ЕО – електрообладнання
ЕРС – електрорухомий склад
ЕТ – експлуатаційна технологічність
ЕЧ – електрична частина
ІСМД – інтелектуальна система моніторингу та діагностування
КЗ – коротке замикання
КМ – контактна мережа
НТД – нормативно-технічна документація
НФБД – неформальна база даних
ОФТС – обслуговування за фактичним технічним станом
ПЗР – планово-запобіжний ремонт
ППЗ – пости паралельного з'єднання
ПР – поточний ремонт
ПС – пости секціонування
ПТЕ – правила технічної експлуатації
РЗ – релейний захист
РП – розподільчий пристрій
РРД – ремонтно-ревізійна ділянка
СВО – силове високовольтне обладнання
СКР – середній комплексний ремонт
СТС – складні технічні системи
СТОІРТ – система технічного обслуговування і ремонту техніки
ТВО – тепловізійне обстеження
ТД – технічна діагностика
ТН – трансформатор напруги
ТО – технічне обслуговування
ТО і Р – технічне обслуговування і ремонт
ТП – тягові підстанції
ТС – трансформатор струму
ФС – функціональна система

ПЕРЕДМОВА

Утримання технічних засобів залізничного транспорту на високому експлуатаційному рівні, що гарантує безпеку руху поїздів і високу ефективність процесу перевезень, неможливе без об'єктивної інформації про їх технічний стан. Об'єкти залізничного транспорту мають велику кількість пристроїв, тривала експлуатація яких без належного діагностування та якісного ТО і Р може призвести до виходу їх з ладу та значних матеріальних збитків.

Поступове старіння парку устаткування, зниження запасів міцності в обладнанні останніх поколінь гостро поставили питання оцінки його стану й ступеня ризику експлуатації за межами нормованого терміну служби.

За останні 20 років у багатьох країнах відбулася приватизація великої кількості електротехнічних компаній, які виробляють, передають і розподіляють електроенергію. Розвиток вільного ринку електроенергії та збільшення фінансового пресингу стали додатковими чинниками, які, з одного боку, посилили нову тенденцію максимально можливого продовження термінів служби устаткування, а з іншого – вимагають зниження експлуатаційних витрат на його технічне обслуговування і ремонт. Прагнення власників компаній – максимально використовувати ресурс наявного обладнання, що дозволяє мінімізувати або відкласти інвестиції на придбання нового обладнання, за умови всебічного забезпечення його надійної роботи і зведення до мінімуму кількості аварійних ситуацій.

У сучасних економічних умовах роботи дистанцій електропостачання залізниць України також зростає розуміння економічної доцільності створення сучасної системи ТО і Р. Спричинено це тим, що більше половини парку електрообладнання тягових підстанцій

відпрацювало призначений ресурс, а темпи старіння вищі темпів оновлення парку, а також економією коштів на технічне обслуговування тощо.

Як відомо, підтримання необхідного ступеня надійності обладнання в процесі його експлуатації забезпечується системою технічного обслуговування і ремонту. Метою цієї системи згідно з ГОСТ 28.001-83 є управління технічним станом виробів протягом їх терміну служби або ресурсу до списання, що дозволяє забезпечити: заданий рівень готовності виробів до застосування за призначенням та їх працездатність у процесі експлуатації, мінімальні витрати часу, праці та коштів на виконання ТО і Р виробів.

Традиційно ця система базується на виконанні планових профілактичних робіт після напрацювання певного часу (система планово-запобіжних ремонтів).

Світовий і вітчизняний досвід показує, що ефективна експлуатація, наприклад, зношених трансформаторів можлива на основі розвинених систем моніторингу та діагностування їх технічного стану, виконаних на базі сучасних комп'ютерних та інформаційних технологій. У цьому напрямку нові умови функціонування енергетики в Німеччині, США, Бразилії та інших країнах змусили звернути найпильнішу увагу на експлуатацію електрообладнання, яке відпрацювало нормативний ресурс. Ефективним засобом підвищення надійності експлуатації електрообладнання, продовження терміну його роботи, зниження ремонтних витрат і ризику збитків є використання систем безперервного контролю стану обладнання, вдосконалення критеріїв діагностування та методів аналізу діагностичної інформації, що підвищує об'єктивність оцінки технічного стану обладнання.

На сьогоднішній день, окрім цього, в основі формування стратегії прийняття рішень і управління ресурсом електроустаткування лежить аналіз та управління ризиками можливих відмов і аварій. Результат управління ризиками відображає співвідношення між прийняттям того чи іншого рішення і його наслідками. Наприклад, імовірністю відмови, що призводить до припинення постачання електроенергії.

Головним завданням утримання технічних засобів залізничного транспорту на високому експлуатаційному рівні надійності є створення сучасної системи ТО і Р на основі інтелектуальних мереж Smart Grid, які здійснюють достовірну, процесну, багатоаспектну оцінку техніко-економічного стану обладнання з використанням

нових методів і критеріїв оцінки, що підвищують оперативність і якість організації діагностування, ТО і Р електроустаткування.

У монографії розглянуто методи й моделі вирішення вказаних вище проблем. Вона може бути корисною науковим і інженерно-технічним працівникам, що займаються експлуатацією і ремонтом електроустаткування об'єктів системи тягового електропостачання, а також викладачам, аспірантам і студентам спеціальності 7(8).05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання».

Автор висловлює глибоку вдячність рецензентам докторам технічних наук, професорам П. Д. Андрієнку, Г. К. Гетьману, Ф. П. Шкрабцю за змістовні пропозиції і цінні зауваження, що сприяли поліпшенню змісту монографії. Особлива подяка д-ру техн. наук В. Г. Сиченку за наукове редагування роботи.

Автор усвідомлює, що ширина і спектр порушених питань з удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій електрифікованих залізниць не дозволяє повною мірою висвітлити всі існуючі рішення та підходи до розв'язання цієї проблеми, тому з вдячністю прийме зауваження та пропозиції щодо поліпшення змісту монографії.

Стан та проблеми технічного обслуговування і ремонту електрообладнання тягових підстанцій

1.1. Загальне формулювання проблеми

Ефективність і надійність функціонування електротехнічного обладнання підстанцій, електричних та тягових мереж залізниць залежать від його технічного стану. Сучасне електротехнічне обладнання має достатньо високі розрахункові показники надійності. Однак у процесі експлуатації під дією зовнішніх умов і режимів роботи початковий стан обладнання безперервно погіршується, знижується експлуатаційна надійність і збільшується небезпека виникнення відмов. Надійність електроустаткування залежить не тільки від якості виготовлення, але й від науково обґрунтованої експлуатації, якісного технічного обслуговування і своєчасного ремонту.

Електрифікація залізниць України почалася в 30-х роках минулого століття, причому пройшла майже одночасно на всіх теренах держави. Електрифіковані залізниці відіграють вирішальну роль у здійсненні перевезень. Їхня довжина на початок 2013 р. склала 10 276,5 км, у тому числі 5 064,51 км на постійному струмі. Розгорнута довжина контактної мережі становить 28 139,9 км, у тому числі на постійному струмі 14 693,3 км (51,5 %) [1].

Обсяг перевезень на електрифікованих залізницях України до їх загального обсягу дуже високий – 86,4 % (87,6 % – Німеччина, 84,8 % – Франція, 77,6 % – Росія), при цьому довжина електрифікованих залізниць України становить 40,7 % від загальної (49,5 % – Німеччина, 44,5 % – Франція, 46,8 % – Росія) [2].

Однак на сьогодні обладнання контактних мереж та тягових підстанцій господарства електропостачання, відпрацювавши майже півстоліття, уже не відповідає вимогам часу. Зношеність основних

фондів енергогосподарства виробничого та невиробничого характеру сягає 80 %. Тому на часі питання про глибоку модернізацію пристроїв енергопостачання у якнайкоротші терміни. Темпи наростання зношеності електроустаткування складають 2–6 % на рік від загальної кількості. Знос енергетичного обладнання досить високий і у Європі, де за деякими даними майже 40 % силових трансформаторів працюють на межі нормативного терміну експлуатації [3].

На електрифікованих залізницях України експлуатується 307 ТП, однак 37 з них мають термін служби понад 30 років, а 216 – понад 40 років. Також на електрифікованих залізницях в експлуатації перебуває 9 підстанцій з одним вводом живлення, що не відповідає вимогам Правил улаштування системи тягового електропостачання залізниць України [1, 6].

Розподіл тягових підстанцій за терміном експлуатації в 2004, 2008, 2012, 2013 роках [1, 4, 5] наведено в табл. 1.1 та на рис. 1.1.

Таблиця 1.1

Розподіл тягових підстанцій за терміном експлуатації

Рік	Кількість	Розподіл за терміном експлуатації, % (кількість)		
		до 30 років	до 40 років	більше 40 років
Усього:				
2004	294	24 % (72)	36 % (105)	40 % (117)
2008	301	17 % (52)	30 % (89)	53 % (160)
2012	308	20 % (62)	19 % (57)	61 % (186)
2013	307	18,1 %(54)	12,5 %(37)	70,4 %(216)
Стаціонарні				
2004	285	23 % (64)	27 % (106)	40 % (114)
2008	287	22 % (52)	30 % (80)	48 % (155)
2012	292	20,20 % (59)	17,47 % (51)	62,33 % 182)
2013	294	17,5 %(51)	10,8 %(32)	71,7 % (211)
Пересувні				
2004	11	73 % (8)	—	27 % (3)

Рік	Кількість	Розподіл за терміном експлуатації, % (кількість)		
		до 30 років	до 40 років	більше 40 років
2008	14	—	64 % (9)	37 % (5)
2012	13	23,2 % (3)	46 % (6)	30,8 % (4)
2013	13	23,2 % (3)	38,4 % (5)	38,4 % (5)

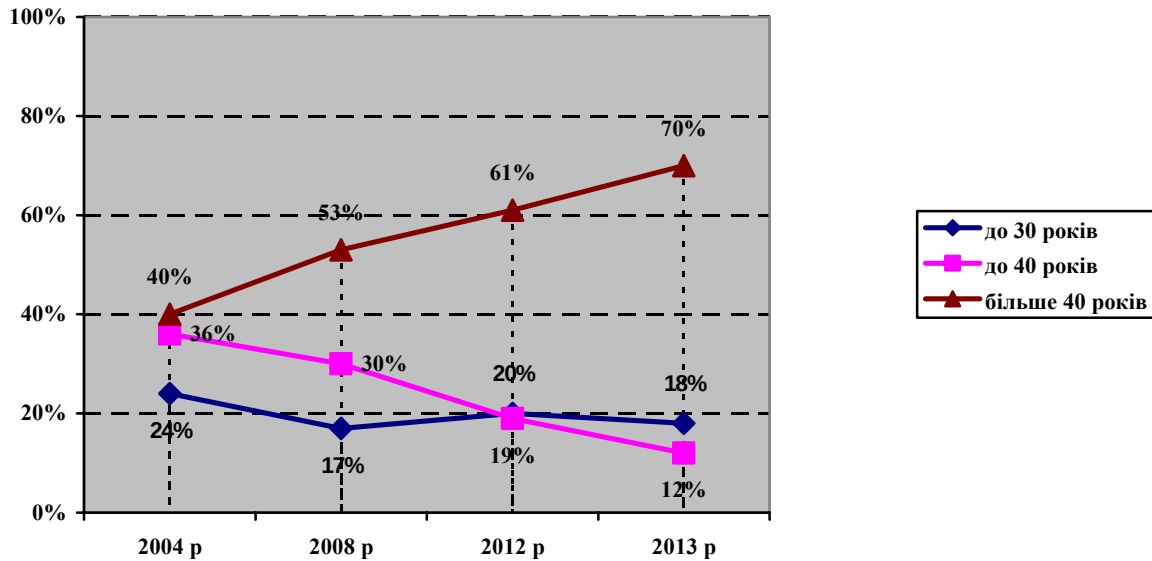


Рис. 1.1. Розподіл тягових підстанцій за терміном експлуатації

Дані, наведені в табл. 1.1 та на рис. 1.1, вказують на постійне збільшення в експлуатації кількості ТП та їх обладнання, яке виробило не тільки призначений, але й парковий ресурс, а обсяги його заміни настільки малі, що темпи процесу старіння парку ТП і його силового електрообладнання практично не знижуються та не покращується ефективність і надійність тягового електропостачання залізниць.

Ефективність і надійність тягового електропостачання залізниць залежить від технічного стану силового високовольтного обладнання (СВО) ТП. Сучасне СВО має досить високі розрахункові показники надійності. Проте в процесі експлуатації під дією зовнішніх умов і режимів роботи стан обладнання безперервно погіршується, знижується його експлуатаційна надійність і збільшується небезпека виникнення відмов. Зараз на дистанціях електропостачання електрифіко-

ваних залізниць України для здійснення виробничої експлуатації і підтримки технічного стану устаткування ТП, відповідно до вимог нормативно-технічної документації та на основі складених річних графіків, застосовують систему ПЗР [7-9].

Стратегія ПЗР зародилася в 40-х роках ХХ сторіччя. Її поява була пов'язана із становленням планової економіки СРСР. З 1940-го року вводяться Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж, а з 1955 – Єдина система планово-запобіжного ремонту й раціональної експлуатації технологічного устаткування машинобудівних підприємств. В 1963–1973 роках діє Положення про планово-запобіжні ремонти устаткування і транспортних засобів на підприємствах металургійної промисловості СРСР, а з 1973 року – Положення про планово-запобіжні ремонти механічного обладнання, в основу якого покладено використання статистичних даних про результати експлуатації механічного обладнання металургійних підприємств [10]. ТО і Р за стратегією ПЗР здійснюються періодично в планові терміни, що не залежать від технічного стану обладнання.

Основним техніко-економічним критерієм системи ПЗР є мінімум простоїв устаткування ТП на основі жорсткої регламентації ремонтних циклів. Відповідно до цього критерію періодичність і обсяг робіт з ТО і Р визначаються заздалегідь встановленими для всіх видів устаткування типовими нормативами. Такий підхід запобігає прогресуючому зносу устаткування й зменшує раптовість виходу його з ладу.

Система ПЗР дає можливість підготувати керовану й прогнозовану на тривалий період ремонтну програму: за видами ремонту, типами устаткування ТП і дистанції електропостачання в цілому. Постійність ремонтних циклів дозволяє здійснювати надійне тягове електропостачання, а також прогнозувати обсяги матеріальних, фінансових і трудових ресурсів. Це спрощує планування профілактичних заходів, забезпечує попередню підготовку ремонтних робіт, дозволяє виконувати їх в мінімальні терміни, підвищує якість ремонту і, зрештою, збільшує надійність тягового електропостачання. Таким чином, система ПЗР призначена для підтримки надійної експлуатації обладнання ТП в умовах жорсткого централізованого планування й управління, стабільного завантаження СВО ТП при мінімальному їх резерві.

Проте існуюча система ПЗР у сучасних економічних умовах розвитку країни не забезпечує в багатьох випадках прийняття оптимальних техніко-економічних рішень. Це пояснюється тим, що призна-

чення профілактичних робіт здійснюється згідно з регламентом і не залежить від фактичного технічного стану СВО на момент початку ремонту; плани-графіки ПЗР не встановлюють пріоритет виводу в ремонт різних видів електроустаткування за фактичним технічним станом; при складанні планів-графіків не враховується ряд обмежень (технологічних, матеріальних, трудових тощо), а також не передбачається їх оптимізація з позиції раціонального управління станами процесу експлуатації й повного використання ресурсу кожної одиниці електроустаткування ТП; система ПЗР має велику трудомісткість профілактичних робіт. Також пропорційно зростанню кількості електроустаткування збільшується і загальна трудомісткість профілактичних робіт, що вимагає значного збільшення чисельності ремонтного персоналу. При виконанні профілактичних робіт через усереднені періоди, отримані статистичним методом, навіть за наявності поправкових коефіцієнтів на умови й режими експлуатації, без точного визначення фактичного технічного стану обладнання не можна гарантувати, що в міжремонтний період не стануться відмови електроустаткування ТП.

На сьогодні розроблена велика кількість інформаційних систем, методів і засобів контролю технічного стану й діагностування електрообладнання [11]. Їх широке впровадження створює умови для реалізації нової технології експлуатації електрообладнання з урахуванням технічного стану.

Загальна проблема удосконалення системи ТО і Р електрообладнання ТП електрифікованих залізниць, як правило, включає розв'язання таких завдань [12-14]:

- підвищення надійності електропостачання залізниць і безвідмовності роботи системи електропостачання;
- підвищення ефективності витрати енергоресурсів зі збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії;
- автоматизоване управління і моніторинг стану електротехнічного устаткування;
- розробка системи збору і обробки даних стану електротехнічного устаткування (високоінтегровані комплекси оперативного управління в режимі реального часу при ухваленні рішень з проведення ТО і Р);
- застосування великої кількості датчиків, які вимірюють поточні режимні параметри для оцінки стану обладнання в різних режимах роботи електропостачання;

- оптимізація строків проведення ТО і Р;
- визначення оптимального обсягу ТО і Р;
- вибір раціональної стратегії проведення ТО і Р;
- вибір стратегії управління станами процесу експлуатації електрообладнання;
- розробка та застосування автоматичної оцінки поточної ситуації і побудови прогнозів роботи ТП;
- планування ТО і Р електрообладнання з урахуванням фактичного технічного стану.

Таким чином, основним принципом нової технології управління технічним станом електрообладнання є метод ТО і Р, що базується на індивідуальному спостереженні за реальними змінами технічного стану електрообладнання в процесі експлуатації. У цьому випадку система ТО і Р являє собою сукупність правил, що забезпечують задане та якісне управління виробничою експлуатацією електрообладнання на основі контролю його технічного стану.

1.2. Організація технічного обслуговування і ремонту техніки

З метою нормативного забезпечення системи технічного обслуговування і ремонту техніки розроблено комплекс стандартів. Основні з них:

- ГОСТ 28.001-83 Система технического обслуживания и ремонта техники. Основные положения;
- ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения;
- ГОСТ 21623-76 Система технического обслуживания и ремонта техники. Показатели для оценки ремонтпригодности. Термины и определения;
- ГОСТ 23660-79 Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтпригодности при разработке изделий.
- ГОСТ 20831-75 Система технического обслуживания и ремонта техники. Порядок проведения работ по оценке качества отремонтированных изделий.
- ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения.

- ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения.
 - ГОСТ 15.601-98 Техническое обслуживание и ремонт техники.
- Основные положения.

Встановлені стандартами СТОІРТ вимоги спрямовані:

- на забезпечення заданого рівня готовності виробів до застосування за призначенням та їх працездатності в процесі застосування;
- зниження витрат часу, праці та коштів на виконання ТО і Р виробів.

Стандарт ГОСТ 18322-78 встановлює застосовувані в науці, техніці та виробництві терміни та визначення основних понять у сфері видів, методів і показників технічного обслуговування і ремонту виробів. Терміни, встановлені цим стандартом, обов'язкові для використання в документації всіх видів, науково-технічній, навчальній та довідковій літературі.

Згідно з цим стандартом, термін «система технічного обслуговування і ремонту техніки» – це сукупність взаємопов'язаних засобів, документації технічного обслуговування та ремонту і виконавців, необхідних для підтримки й відновлення якості виробів, що входять у цю систему.

В окремому випадку до складу системи технічного обслуговування і ремонту техніки можуть входити матеріали, заготовки, запасні частини тощо, тобто вона характеризується матеріально-технічним забезпеченням, яке можна визначити як здатність обслуговуючої організації надати необхідні ресурси для проведення технічного обслуговування та ремонту об'єкта при заданій стратегії і в заданих умовах. Задані умови стосуються як самого об'єкта, так і умов його експлуатації, обслуговування і ремонту.

1.2.1. Показники системи технічного обслуговування і ремонту

Показники системи технічного обслуговування і ремонту дозволяють оцінювати витрати часу, праці та коштів на технічне обслуговування та ремонти і включають витрати, зумовлені конструкцією та технічним станом виробів (оперативні витрати), і витрати, зумовлені організацією, технологією виконання технічного обслуговування та ремонтів, матеріально-технічним забезпеченням, кваліфікацією персоналу, умовами навколишнього середовища і т. д. [15-18].

Розрахунок показників системи технічного обслуговування і ремонту техніки аналогічний розрахунку відповідних показників ремонтпридатності за ГОСТ 21623-76. При цьому замість оперативних витрат враховуються загальні витрати часу, праці й коштів.

Показники для оцінки ремонтпридатності є оперативними складовими відповідних показників ГОСТ 18322-78 і ГОСТ 27.002-89 та базуються на обліку витрат часу, праці та коштів на технічне обслуговування і ремонт об'єкта, які зумовлені його конструкцією і технічним станом. Ці витрати визначаються в заданих умовах виконання технічного обслуговування і ремонту, виходячи з організації, технології, матеріально-технічного забезпечення, кваліфікації персоналу, умов навколишнього середовища тощо, для заданого напрацювання за певний період експлуатації.

Як задане напрацювання об'єкта для оцінки його ремонтпридатності приймають призначений ресурс до першого капітального ремонту, призначений ресурс між капітальними ремонтами або напрацювання за встановлений термін служби до списання. Для оцінки пристосованості об'єкта до ТО допускається як задане напрацювання приймати один цикл усіх видів ТО. При цьому для отримання достовірних результатів, які враховують зміну технічного стану об'єкта в процесі експлуатації, статистичні дані про витрати часу, праці та коштів на ТО повинні бути одержані на різних етапах експлуатації об'єкта. Для дослідницьких випробувань на ремонтпридатність задане напрацювання об'єкта повинне бути встановлене в НТД та погоджене між виробником і замовником.

Значення показників для оцінки ремонтпридатності об'єктів зумовлюються кількістю (обсягом) і періодичністю виконання робіт з ТО і Р, тобто безвідмовністю і довговічністю об'єктів та їх технологічністю при ТО і Р.

Відповідно до ГОСТ 27.002-89 під ремонтпридатністю розуміють «властивість об'єкта, яка полягає в пристосуванні до запобігання і виявлення причин виникнення його відмов, ушкоджень і усунення їх шляхом проведення ремонтів і ТО». При цьому слід мати на увазі, що пристосованість об'єкта до планових ремонтів стосується його ремонтпридатності.

1.2.1.1. Терміни та визначення показників системи ТО і Р

Наведемо основні терміни та визначення показників системи ТО і Р відповідно до ГОСТ 18322-78 і ГОСТ 27.002-89:

Середня тривалість (трудомісткість, вартість) технічного обслуговування (ремонтів) – математичне сподівання тривалості (трудомісткості, вартості) одного технічного обслуговування (ремонтів) даного виду за певний період експлуатації або напрацювання.

Середня сумарна тривалість (трудомісткість, вартість) технічних обслуговувань (ремонтів) – математичне сподівання сумарної тривалості (трудомісткості, вартості) технічних обслуговувань (ремонтів) за певний період експлуатації або напрацювання.

Питома сумарна тривалість (трудомісткість, вартість) технічних обслуговувань (ремонтів) – відношення середньої сумарної тривалості (трудомісткості, вартості) технічних обслуговувань (ремонтів) до заданого напрацювання.

Коефіцієнт готовності – ймовірність того, що обладнання виявиться в працездатному стані в будь-який момент часу, крім планованих періодів, протягом яких застосування виробу за призначенням не передбачається.

Коефіцієнт технічного використання – відношення математичного сподівання сумарного часу перебування виробу в працездатному стані за деякий період до математичного сподівання сумарного часу перебування виробу в працездатному стані і простоях, викликаних технічним обслуговуванням та ремонтом за той самий період.

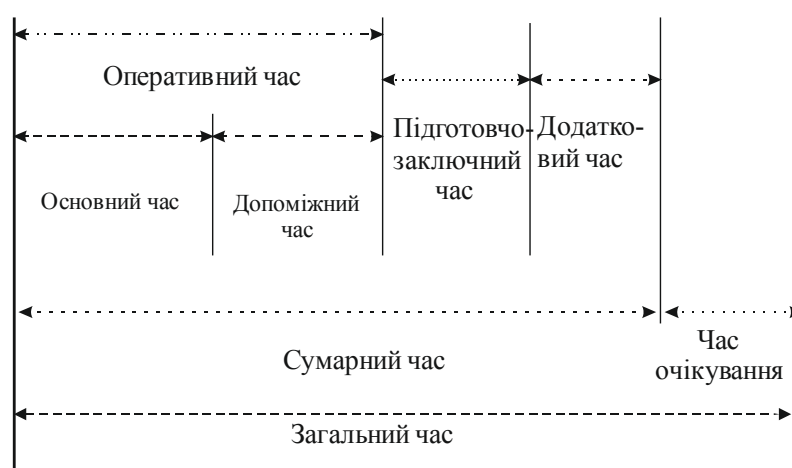


Рис. 1.2. Загальна характеристика усього робочого часу виконавця під час виконання робіт з ТО і Р об'єкта

Складові характеристики робочого часу при виконанні робіт з ТО і Р об'єкта (рис. 1.2):

1. Оперативний час технічного обслуговування (ремонту). Це поняття використовується для характеристики зайнятості кожного виконавця на роботах з технічного обслуговування (ремонту).

Оперативний час технічного обслуговування (ремонту) визначається при хронометражі робіт з технічного обслуговування і ремонту об'єктів кожного виконавця.

Оперативний час, у свою чергу, складається з основного та допоміжного.

2. Основний час технічного обслуговування (ремонту). Протягом основного часу ремонту здійснюється демонтаж або розбирання об'єкта або його частини, мийка, чистка, дефектація, заміна деталей і складальних одиниць, складання об'єкта тощо та його випробування після відновлення працездатності.

3. Допоміжний час технічного обслуговування (ремонту). Протягом допоміжного часу технічного обслуговування (ремонту) здійснюється підготовка об'єкта до виконання робіт з технічного обслуговування (ремонту) шляхом часткового розбирання, наприклад демонтажу облицювання для забезпечення доступу до місця обслуговування (ремонту), і установка знятих складальних одиниць і деталей у вихідне робоче положення після операцій технічного обслуговування (ремонту).

Допоміжний час є важливою характеристикою технологічності конструкції об'єкта при технічному обслуговуванні й поточному ремонті і є основною складовою при розрахунку коефіцієнта доступності як одного з показників для оцінки ремонтпридатності.

4. Підготовчо-заключний час. Під підготовчо-заключним часом технічного обслуговування (ремонту) розуміють час, що витрачається кожним виконавцем на підготовку і приведення в порядок робочого місця і матеріальних засобів перед початком технічного обслуговування (ремонту), у процесі виконання і після його завершення, а також на отримання завдання, інструктаж і ознайомлення з технічною документацією.

До матеріальних засобів, які використовуються при технічному обслуговуванні (ремонті), належать стаціонарне й пересувне обладнання, інструмент, матеріали, запасні частини тощо.

5. *Додатковий час.* Під додатковим часом технічного обслуговування (ремонту) розуміють час, що витрачається виконавцем на відпочинок і особисті потреби.

1.2.1.2. Розрахунок показників технічного обслуговування і ремонтів ТП

Найбільш складним завданням ТО і Р є забезпечення правильного розрахунку показників їх тривалості. Для забезпечення достовірності й порівнянності результатів розрахунок показників тривалості слід виконувати для оптимальних умов організації робіт при технічному обслуговуванні та ремонті. Це означає, що середня оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту) даного виду, на базі якої розраховуються середня сумарна оперативна й питома сумарна оперативна тривалість, повинна визначатися як тривалість сітьового графіка виконання технічного обслуговування (ремонту), який складається з урахуванням переліку та кількості операцій у технічному обслуговуванні (ремонті) даного виду та кількості виконавців цього обслуговування (ремонту).

Оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту). Поняття «оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту)» використовується для характеристики зайнятості об'єкта роботами з технічного обслуговування (ремонту) на відміну від поняття «оперативний час технічного обслуговування (ремонту)», яке використовується для характеристики зайнятості роботами кожного окремого виконавця.

Оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту) залежить від пристосованості об'єкта до одночасного виконання робіт декількома виконавцями, що особливо важливо для складних об'єктів.

Мінімальна оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту) наявна при рівномірному й одночасному завантаженні всіх виконавців. При нерівномірному й неодноразовому завантаженні всіх виконавців оперативна тривалість визначається інтервалом часу від початку робіт з технічного обслуговування (ремонту) першого виконавця до їх завершення останнім виконавцем.

У разі одного виконавця оперативна тривалість збігається з оперативним часом і чисельно дорівнює оперативній трудомісткості технічного обслуговування (ремонту).

Середня оперативна тривалість планового (непланового) поточного (капітального) ремонту даного виду. Вказані показники відповідають показникам за ГОСТ 27.002-89 «Середній час відновлення».

Показник «середній час відновлення» дорівнює математичному сподіванню відповідних випадкових величин часу відновлення.

Середній час відновлення T_1 обчислюють за формулою

$$T_1 = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} [1 - F(t)] dt, \quad (1.1)$$

де $f(t)$ – щільність розподілу часу відновлення;

$F(t)$ – функція розподілу часу відновлення.

З урахуванням того що ймовірність часу відновлення $P(t)$ пов'язана з функцією розподілу $F(t)$ і щільністю розподілу $f(t)$ часу відновлення:

$$F(t) = 1 - P(t); f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (1.2)$$

З урахуванням формул (1.2) T_1 виражається через ймовірність часу відновлення

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (1.3)$$

Статистична оцінка для середнього часу відновлення визначається як

$$T_1 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j, \quad (1.4)$$

де N – кількість непрацездатних об'єктів при $t = 0$;

τ_j – час відновлення кожного з об'єктів.

Гамма-процентна оперативна тривалість технічного обслуговування (планового (непланового) поточного ремонту, планового (непланового) капітального ремонту) даного виду. Гамма-процентні

показники – це «оперативна тривалість технічного обслуговування (ремонту) даного виду, яка не перевищує з даною ймовірністю γ , вираженої у відсотках» [16]. Гамма-процентні показники дозволяють оцінити ризик споживача виробів.

Ці показники можуть бути розраховані, якщо відомий закон розподілу оперативної тривалості технічного обслуговування (ремонту) даного виду або наявні в необхідному обсязі відповідні статистичні дані.

Порядок розрахунку всіх трьох показників однаковий.

Гамма-процентна оперативна тривалість технічного обслуговування визначається за формулою

$$p(t_{\text{ТО}\lambda}) = \int_0^{t_{\text{ТО}\lambda}} \varphi(t_{\text{ТО}}) dt_{\text{ТО}} = \frac{\gamma}{100}, \quad (1.5)$$

де $p(t_{\text{ТО}\lambda})$ – ймовірність того, що оперативна тривалість технічного обслуговування даного виду не перевищить λ ;

$\varphi(t_{\text{ТО}})$ – щільність ймовірності розподілу оперативної тривалості технічного обслуговування даного виду.

За наявності статистичних даних гамма-процентна оперативна тривалість технічного обслуговування даного виду визначається розташуванням її випадкових значень у порядку зростання нумерації всіх значень випадкових величин і знаходження номера випадкової величини, яка не перевищується із заданою ймовірністю λ .

Перераховані показники можна визначити як корені t_γ рівняння

$$F(t_\gamma) = 1 - \frac{\gamma}{100}, \quad (1.6)$$

де $F(t_\gamma)$ – функція розподілу оперативної тривалості технічного обслуговування (поточного ремонту, капітального ремонту) даного виду.

Статистичні оцінки для гамма-процентних показників можуть бути отримані на основі статистичних оцінок або безпосередньо, або після апроксимації емпіричних функцій аналітичними розподілами. Однак необхідно мати на увазі, що екстраполявання емпіричних результатів за межі тривалості випробувань (спостережень) без залу-

чення додаткової інформації про фізичну природу відмов може призвести до значних помилок.

Середня сумарна оперативна тривалість (трудомісткість, вартість) технічних обслуговувань. Порядок розрахунку всіх трьох показників однаковий.

Нижче наводиться приклад розрахунку середньої сумарної оперативної трудомісткості технічних обслуговувань.

Середня сумарна оперативна трудомісткість технічних обслуговувань об'єкта за певний період експлуатації S_{TO} , люд.-год, є сумою середніх оперативних трудомісткостей окремих видів технічного обслуговування і в загальному вигляді може бути визначена як

$$S_{TO} = \sum_{i=1}^r (S_i n_i), \quad (1.7)$$

де r – кількість видів технічного обслуговування;

S_i – середня оперативна трудомісткість технічного обслуговування i -го виду;

n_i – кількість ТО i -го виду.

У свою чергу, середню оперативну трудомісткість технічного обслуговування i -го виду S_i , люд.-год, визначають за формулою

$$S_i = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^k t_{ji}, \quad (1.8)$$

де N – кількість виконавців i -го виду технічного обслуговування;

k – кількість операцій i -го виду технічного обслуговування;

t_{ji} – оперативний час, хв (год), що витрачається j -м виконавцем на виконання i -ї операції, який визначається як математичне сподівання оперативного часу або як середньоарифметичне значення всіх вимірів за період випробувань, тобто

$$t_{ji} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m t_{ji}^{(j)}, \quad (1.9)$$

де m – кількість вимірювань.

Середня сумарна оперативна трудомісткість технічного обслуговування об'єкта $S_{\text{ТО}}$, люд.-год, може бути представлена як сума середніх оперативних трудомісткостей технічного обслуговування його комплектуючих систем, агрегатів і т.д., тобто

$$S_{\text{ТО}} = \sum_{d=1}^p S_{\text{ТО}}^{(d)}, \quad (1.10)$$

де d – номер системи, агрегату, комплектуючої складової;
 p – кількість систем, агрегатів, комплектуючих складових цього об'єкта;
 $S_{\text{ТО}}^{(d)}$ – середня оперативна трудомісткість технічного обслуговування системи, агрегату і т.д. за певний період експлуатації, люд.-год.

За аналогією з виразом (1.8)

$$S_{\text{ТО}} = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^k t_{ji}^{(d)}, \quad (1.11)$$

де $t_{ji}^{(d)}$ – оперативний час, який витрачається j -м виконавцем на виконання i -ї операції технічного обслуговування цієї системи, агрегату і т.д., що визначається відповідно до (1.9).

У разі необхідності оцінити середню сумарну оперативну трудомісткість технічного обслуговування об'єкта в цілому або його систем, агрегатів і т.д. за видами робіт (контрольні, кріпильні, регульовальні, мастильні й т.д.) оперативну трудомісткість $S_{\text{ТО}}$, люд.-год, можна визначити як

$$S_{\text{ТО}} = \sum_{m=1}^N S_{\text{ТО}}^m, \quad (1.12)$$

де m – номер виду робіт;
 N – кількість видів робіт;
 $S_{\text{ТО}}^m$ – середня оперативна трудомісткість кожного виду робіт, люд.-год, яку обчислюють за формулою

$$S_{\text{ТО}}^m = \sum_j^n \sum_{i=1}^k t_{ji}^m. \quad (1.13)$$

Показники для оцінки пристосованості об'єкта до планового технічного обслуговування можуть бути визначені на основі врахування затрат часу, праці та коштів за один цикл усіх видів технічних обслуговувань.

Середня сумарна оперативна тривалість (трудомісткість, вартість) поточних (капітальних) ремонтів. Відповідно до ГОСТ 18322-78 поточні (капітальні) ремонти можуть бути плановими й позаплановими.

Витрати часу, праці та коштів на проведення планових поточних ремонтів визначаються кількістю (обсягом) операцій, періодичністю їх виконання та ремонтною технологічністю об'єкта.

Витрати часу, праці та коштів на проведення позапланових поточних ремонтів, під час яких усуваються наслідки відмов і ушкоджень, що виникають при експлуатації, визначаються номенклатурою відмов, їх інтенсивністю і ремонтною технологічністю об'єкта.

При визначенні показників для оцінки пристосованості об'єкта до планового капітального ремонту повинні враховуватися витрати часу, праці та коштів на перший капітальний ремонт об'єкта, що проводиться після вичерпання ресурсу від початку експлуатації з метою повного або близького до повного його відновлення.

Витрати часу, праці та коштів на проведення планового капітального ремонту визначаються лише кількістю (обсягом) операцій та ремонтною технологічністю. При цьому відповідні показники розраховують на основі оцінки витрат часу, праці та коштів на ремонт методом заміни деталей без урахування витрат на їх відновлення. Витрати часу, праці та коштів на відновлення деталей повинні враховуватися окремо.

Витрати часу, праці та коштів на відновлення деталей визначаються тільки за наявності нормативно-технічної документації на методи відновлення деталей.

Витрати часу, праці та коштів на проведення позапланових капітальних ремонтів визначаються номенклатурою відмов, їх інтенсивністю і ремонтною технологічністю об'єкта.

Порядок розрахунку показників поточних (капітальних) ремонтів аналогічний порядку розрахунку відповідних показників технічного обслуговування.

Коефіцієнт використання. Плановим (фактичним) коефіцієнтом використання (для кожного окремого пристрою або для обладнання в цілому) називається відношення сумарного часу справної роботи пристрою (обладнання) за період експлуатації до даного періоду експлуатації:

$$K_{\text{В}}^{\text{план(факт)}} = \frac{\sum T_{\text{Р}}^{\text{план(факт)}}}{T} = \frac{\left(T - \sum T_{\text{ТОіР}}^{\text{план(факт)}}\right)}{T}, \quad (1.14)$$

де $\sum T_{\text{Р}}^{\text{план(факт)}}$ – сумарний час справної роботи;

T – період експлуатації;

$\sum T_{\text{ТОіР}}^{\text{план(факт)}}$ – сумарний час проведення ТО і Р.

Чим ефективніше використовується обладнання, чим менші витрати часу на всі види робіт з ТО і Р, включаючи профілактику і процес відновлення справності, тим вище коефіцієнт використання. При правильно організованому ТО і Р апаратури $K_{\text{В}} = 0,96 \dots 0,98$. Таким чином, витрати часу на всі види робіт з технічного обслуговування не перевищують 2 ... 4 % тривалості її експлуатації T .

Коефіцієнт готовності. Плановий (фактичний) коефіцієнт готовності відрізняється від коефіцієнта використання тим, що при його визначенні беруть до уваги не тривалість технічного обслуговування $T_{\text{ТО}}$, а тільки сумарні витрати часу, які зумовлені простоями апаратури в процесі відновлення справності. При розрахунку планового (фактичного) коефіцієнта готовності $K_{\text{Г}}^{\text{план(факт)}}$ виключаються сумарні витрати часу на профілактичне обслуговування $\sum T_{\text{ТО}}$:

$$K_{\text{Г}}^{\text{план(факт)}} = \frac{T - \sum T_{\text{рем}}^{\text{план(факт)}}}{T}, \quad (1.15)$$

де T – період експлуатації;

$\sum T_{\text{рем}}^{\text{план(факт)}}$ – сумарні витрати часу для ремонту.

Очевидно, чим вищий коефіцієнт готовності, тим менша тривалість простоїв апаратури і вища якість і ефективність робіт з відновлення справності обладнання. При використанні методу централізованого обслуговування $K_{\text{Г}} = 0,980 \dots 0,995$. Іншими словами, витрати часу при простоях апаратури складають 0,005...2 % тривалості справної роботи між uszkodженнями пристроїв.

1.2.2. Експлуатаційна технологічність ТП

Експлуатація обладнання ТП електрифікованих залізниць приводить до зміни його технічного стану з різних причин, наприклад, у результаті зносу, старіння, впливу зовнішніх та внутрішніх несприятливих факторів тощо.

Якщо своєчасно не проводити роботи з ТО і Р, які спрямовані на відновлення справного чи працездатного стану обладнання ТП, то його надійність буде погіршуватися. Отже, буде знижуватися і рівень надійності електропостачання залізниць. Для можливості якісно й економічно виконувати роботи з ТО і Р, конструкція обладнання ТП повинна бути пристосована до цього, тобто мати експлуатаційну технологічність (ЕТ).

Експлуатаційна технологічність ТП є комплексною властивістю конструкції підстанції. Вона формується під час створення ТП під впливом певних експлуатаційних факторів, які слід враховувати, а також за рахунок забезпечення певної сукупності одиничних конструктивно-технологічних властивостей обладнання підстанції.

Під ЕТ розуміють таку властивість конструкції обладнання, яка характеризує її пристосованість до робіт, виконуваних у ході підготовки обладнання до використання, у процесі й після безпосереднього його застосування, та пристосованість обладнання до виконання всього комплексу робіт з ТО і Р з використанням найбільш економічних технологічних процесів, що передбачає скорочення витрат при технологічному обслуговуванні та ремонті (мінімальні затрати праці, часу і матеріалів). ТО обладнання (вимірювання, регулювання, очищення, змащування та ін.) виконується регулярно через певні проміжки часу на початку змін і відповідно до графіків, тому сумарні витрати часу та праці на проведення ТО є значними [17, 19, 20].

У обладнання з низькою ЕТ на ТО кожної зміни витрачається до 15 % часу від загальної тривалості зміни [19].

1.2.2.1. Показники експлуатаційної технологічності

Для аналізу та оцінки ЕТ конструкції ТП недостатньо обмежуватися її якісною характеристикою, потрібен кількісний розрахунок показників. Така необхідність виникає при розробці технічних вимог до нового обладнання ТП; виборі з декількох можливих конструктивних

варіантів пристроїв найкращого; розгляді «конкуруючих» проектів виробів одного призначення; розгляді макета та проведенні випробувань нового зразка обладнання й апаратури ТП тощо.

Згідно з ГОСТ 18322-78 та ГОСТ 23660-79 показники експлуатаційної технологічності при ТО і Р можна розділити на дві групи: одиничні та узагальнені (рис. 1.3).

Одиничні показники експлуатаційної технологічності при ТО і Р. Одиничні конструктивно-технічні властивості обладнання (пристроїв) ТП, які забезпечують його пристосованість до ТО і Р, мають першорядне значення. Як бачимо з рис. 1.3, до одиничних конструктивно-технологічних властивостей належать: доступність до об'єктів обслуговування та ремонту, придатність до контролю, легкознімність, взаємозамінність, уніфікованість вузлів і агрегатів, кріпильних деталей, спадковість засобів обслуговування та контрольно-перевірної апаратури.

Доступність до обладнання ТО і Р є однією з найважливіших конструктивних властивостей, що сприяють скороченню часу й трудових затрат при проведенні всіх планових робіт з ТО і Р, а також при визначенні місць раптових відмов, пошкоджень і їх усуненні.

Розглядаючи питання про доступність, мають на увазі насамперед зручність роботи (позу) виконавця під час виконання основних операцій ТО і Р з мінімальним обсягом додаткових робіт. Виконавець повинен мати можливість дістати рукою до будь-якої потрібної точки в зоні робочого місця, не змінюючи зручної пози, чітко переглядати всю зону робочого місця, правильно й надійно тримати інструментами потрібну деталь.

З позиції зручності роботи розрізняють такі ступені доступності:

- відмінна доступність – виконавець досягає місця роботи без втоми, не затрачаючи зайвих зусиль на збереження робочої пози під час роботи;
- задовільна доступність – виконавець, досягаючи місця роботи, яке чітко видно, повинен при цьому прийняти дещо незручну позу (наприклад, стати на коліна, сісти навпочіпки та ін.);
- недостатня доступність – коли поза виконавця незручна і втомлює.

Залежно від пози виконавця значно змінюється продуктивність праці. Наприклад: поза «стоячи, руки витягнуті вперед» – продуктивність праці 100 %; поза «сидячи навпочіпки, руки витягнуті вперед» –

продуктивність праці приблизно 35 % [21]. При цьому для виконання одного й того ж обсягу операцій потрібні різні трудомісткість і тривалість робіт.

У поняття доступності, крім зручності роботи виконавця, входить також пристосованість об'єкта до проведення на ньому цільових робіт з ТО і Р з мінімальними обсягами додаткових робіт або взагалі без них. Під додатковими роботами розуміють: відкриття і закриття панелей, кришок люків, демонтаж і монтаж поряд встановленого обладнання та інші роботи.

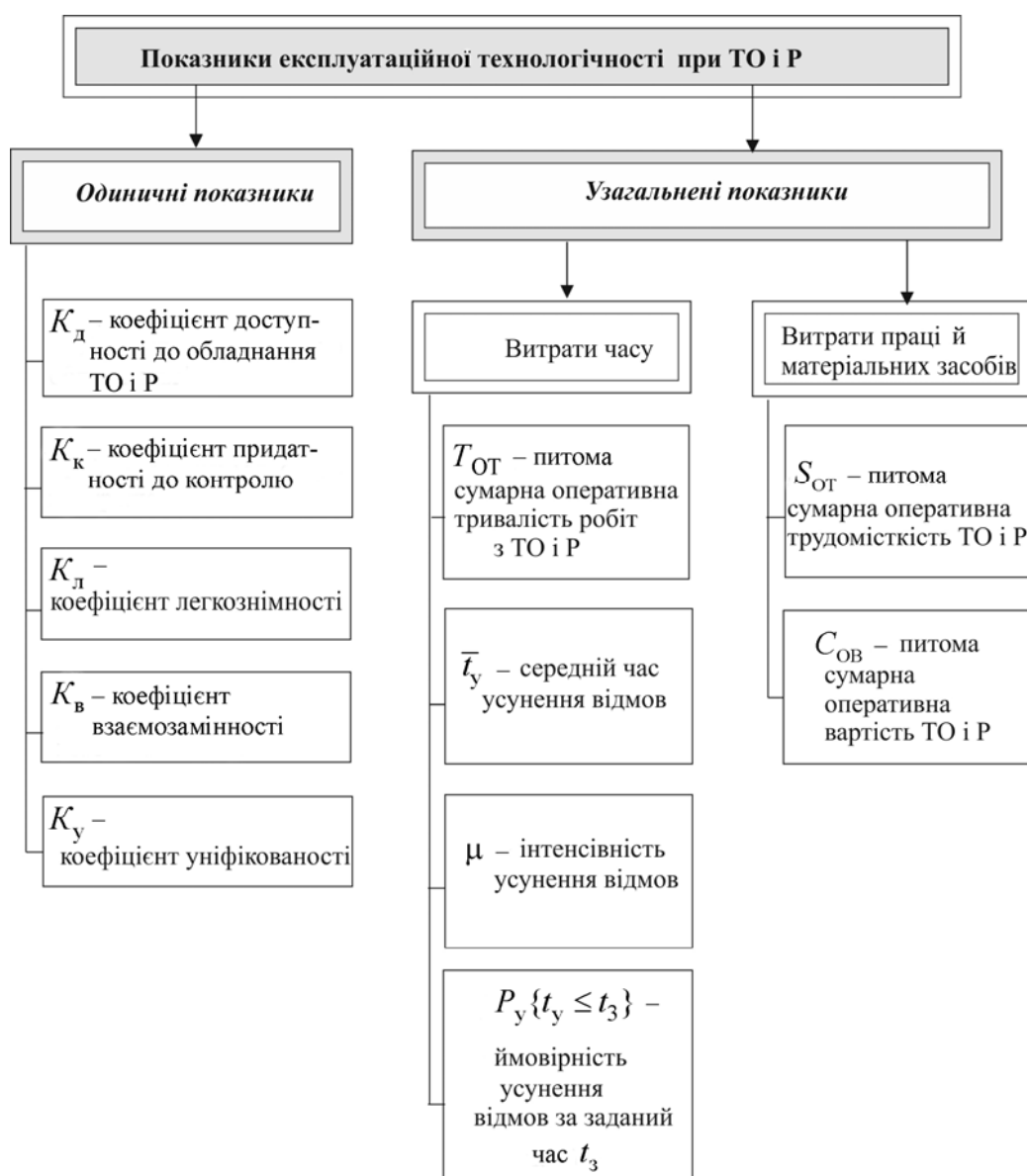


Рис. 1.3. Класифікація показників експлуатаційної технологічності виробів при ТО і Р

Придатність до контролю – важлива властивість обладнання ТП для проведення об’єктивного контролю параметрів функціональної системи (ФС) і пристроїв ТП різними засобами й методами.

Ця властивість особливо важлива для складних ФС ТП, у яких понад 50 % часу поточного ремонту (тобто робіт з відновлення справного стану) йде на визначення місця й характеру відмови або пошкодження.

Значення проблеми придатності до контролю обладнання ТП в першу чергу визначається вимогами забезпечення їх надійної роботи. Забезпечення пристосованості пристроїв до проведення перевірок справності ТП тими чи іншими методами й засобами контролю неминуче пов’язане з додатковими витратами. Однак ці витрати окупуються за рахунок підвищення надійності, більш ефективного використання обладнання й скорочення витрат на проведення ТО і Р.

Придатність до контролю має вирішальний вплив на впровадження в практику нових, більш ефективних методів виконання ТО і Р і, зокрема, методу ТО і заміни пристроїв ТП за фактичним технічним станом.

Легкознімність – властивість пристрою, яка означає його придатність до заміни з мінімальними витратами часу та праці.

Її не слід змішувати з доступністю. На ТП є такі деталі та вироби, до яких забезпечена відмінна доступність, але заміна їх під час експлуатації складна. Тому вимога легкознімності має важливе значення для скорочення часу простоїв ТП та підвищення ефективності електропостачання залізниць.

Необхідно, щоб усі деталі, які піддаються найбільш інтенсивному зношуванню й старінню, а також мають велику частоту відмов, були легкознімними. У деяких місцях слід більш широко застосовувати швидкокорозійні з’єднання замість звичайних болтів і гайок. Існують й інші рекомендації, використання яких дозволяє покращити легкознімність.

Взаємозамінність комплектуючих виробів і деталей означає таку їх властивість, при якій з безлічі однойменних деталей (виробів) можна без вибору взяти будь-яку і без підгонки встановити на обладнання ТП. Залежно від обсягу підгінних робіт встановлюється відповідна ступінь взаємозамінності. Чим менше об’єм підгінних робіт при заміні виробів і деталей, тим вище ступінь їх взаємозамінності.

Взаємозамінність значно впливає на економічну ефективність експлуатації ТП, оскільки має велике значення для скорочення витрат праці, матеріалів і простоїв ТП при ТО і Р. Від цього фактора залежить успішне впровадження регламентованого агрегатно-вузлового ремонту ТП, методу заміни та ремонту агрегатів функціональних систем за фактичним технічним станом.

Уніфікованість вузлів, агрегатів, виробів ТП – це властивість їх конструкції, яка полягає в тому, що одні й ті самі вироби, агрегати й вузли можуть застосовуватися на різних типах обладнання ТП.

Уніфікованість набагато спрощує і здешевлює роботу з ТО і Р, зменшує номенклатуру запасних частин на складах експлуатаційних підприємств, скорочує кількість видів необхідної контрольно-перевірної апаратури. Уніфікованість вузлів, агрегатів, виробів ТП є досить важливою їх властивістю не тільки для підвищення експлуатаційної технологічності ТП, але й для вирішення проблеми підвищення ефективності процесу технічної експлуатації та забезпечення надійного електропостачання залізниць.

Спадковість засобів обслуговування та контрольно-перевірної апаратури означає можливість використання для технічного обслуговування нового типу обладнання ТП уже наявних в експлуатації засобів загального призначення. Чим більша кількість цих засобів буде задовольняти вимоги ТО та поточного ремонту нового обладнання ТП, тим вища його експлуатаційна технологічність.

Узагальнені показники експлуатаційної технологічності виробів при ТО і Р. Сукупність узагальнених показників експлуатаційної технологічності складається з двох груп: часові та економічні показники.

Перша група показників характеризує ЕТ обладнання ТП з позиції витрат часу на ТО і Р, усунення раптових відмов при експлуатації та часу перебування обладнання в непрацездатному стані. До цих показників належать:

- питома сумарна оперативна тривалість ТО і Р T_{OT} . Слово «оперативна» в цьому та інших показниках ЕТ означає, що в розрахунок беруться тільки ті витрати часу (трудомісткості), які безпосередньо пов'язані з виконанням ТО і Р обладнання ТП без урахування різного роду перерв у роботі та пов'язаних з ними додаткових витрат часу (трудомісткості);

- середній час усунення відмов $\bar{t}_y$ (до нього входить час пошуку та усунення відмов). Оскільки $\bar{t}_y$ є випадковою величиною, то для визначення $\bar{t}_y$ необхідно використовувати математичний апарат для опису випадкових величин;

- μ – інтенсивність усунення відмов, величина обернено пропорційна $\bar{t}_y$;

- ймовірність виконання позапланового поточного ремонту (усунення відмови) за заданий час $P_y \{t_y \leq t_3\}$ (залежно від закону розподілу $\bar{t}_y$, можуть використовуватися різні залежності для визначення P_y).

Друга група узагальнених показників характеризує експлуатаційну технологічність обладнання ТП з позиції затрат праці, матеріалів і запасних частин на проведення ТО і Р.

До цієї групи показників належать:

- питома сумарна оперативна трудомісткість ТО і Р S_{OT} , що являє собою відношення середньої сумарної оперативної трудомісткості до заданого напрацювання пристроїв ТП за аналізований період. Цей показник характеризує необхідну трудомісткість, яка витрачена на обслуговування обладнання ТП для підтримки безвідмовної роботи всіх функціональних систем на заданому рівні, а також забезпечення справності й працездатності основного силового обладнання ТП;

- питома сумарна оперативна вартість запасних частин і матеріалів, використаних при проведенні ТО і Р C_{OV} . C_{OV} – це відношення вартості запасних частин і матеріалів, які безпосередньо витрачаються при ТО і Р, до напрацювання обладнання за аналізований період. Цей показник характеризує частоту змінюваності агрегатів, вузлів, блоків, деталей при експлуатації обладнання ТП з урахуванням їх вартості.

1.2.2.2. Розрахунок узагальнених показників експлуатаційної технологічності при ТО і Р

Розрахунок одиничних показників експлуатаційної технологічності. Одиничні показники, що характеризують окремі властивості обладнання (пристроїв) ТП, виражаються у вигляді безрозмірних коефіцієнтів.

Вважається, що обладнання (пристрої) повністю відповідає висунутим до нього вимогами відносно тієї чи іншої властивості, якщо коефіцієнт, що характеризує цю властивість, дорівнює або близький до одиниці [21].

Коефіцієнт доступності до об'єкта ТО і Р розраховується за формулою

$$K_{\text{д}} = 1 - \frac{T_{\text{дод}}}{T_{\text{осн}} + T_{\text{дод}}}, \quad (1.16)$$

де $T_{\text{дод}}$ – середня трудомісткість додаткових робіт, люд.-год;

$T_{\text{осн}}$ – середня трудомісткість основної роботи, люд.-год.

До додаткових робіт у цьому випадку належать такі: зняття й установка кришок люків, панелей, демонтаж і монтаж обладнання, що встановлене поряд, та ін.

Основними роботами є контрольні, регулювальні, мастильні, заправні операції, демонтаж і монтаж агрегатів і виробів, які підлягають заміні, тощо.

Коефіцієнт взаємозамінності обладнання ТП або його елементів визначається як

$$K_{\text{в}} = 1 - \frac{T_{\text{підг}}}{T_{\text{д.м}} + T_{\text{підг}}}, \quad (1.17)$$

де $T_{\text{підг}}$ – середня трудомісткість підгінних, перевірних або підстроювальних робіт при заміні виробу (елемента конструкції), люд.-год;

$T_{\text{д.м}}$ – середня трудомісткість демонтажно-монтажних робіт розглянутого виробу, люд.-год.

При визначенні K_v у величину $T_{\text{підг}}$ включають усі види підгінних, перевірних або підстроювальних робіт, виконуваних за місцем установки на обладнання ТП нового або взятого з обмінного фонду виробу.

Коефіцієнт легкознімності виробу або елемента обладнання ТП визначається таким чином:

$$K_{\text{л}} = 1 - \frac{\Delta T_{\text{д.м}}}{T_{\text{д.м}}}, \quad (1.18)$$

де $\Delta T_{\text{д.м}}$ – відхилення трудомісткості демонтажно-монтажних робіт розглянутого виробу порівняно з базовим показником, люд.-год.

За базовий показник може бути прийнятий показник легкознімності, заданий у вимогах або аналогічний зразку виробу, прийнятому за еталон. Більш детально ці та інші одиничні показники ЕТ розглянуто у [21].

Приклад. Трудові витрати на заміну мастила півосей рухомого контакту верхніх прилягання якоря до сердечника та зуба важеля клямки вимикача постійного струму ВАБ-43 становлять 0,47 люд.-год. З них на відкриття дугогасильної камери затрачається 0,27 люд.-год, а безпосередньо на заміну мастила 0,2 люд.-год. Визначити $K_{\text{д}}$ для цього вимикача при заміні мастила складових частин.

$$K_{\text{д}} = 1 - \frac{0,47}{0,2 + 0,47} = 1 - \frac{0,47}{0,67} \approx 0,3.$$

Розрахунок узагальнених показників експлуатаційної технологічності. *Питома сумарна оперативна тривалість* TO і P , $\frac{\text{год}}{\text{год напр.}}$, визначається таким чином:

$$T_{\text{от}} = \frac{T_{\text{ТОіР}}}{T_{\text{напр}}} + \frac{t_{\text{зам}} \cdot \eta}{T_{\text{рес. обл}} (1 - K_{\text{д}})}, \quad (1.19)$$

де $T_{\text{ТОіР}}$ – сумарна тривалість робіт з TO і P обладнання ТП за міжремонтний ресурс (ремонтний цикл) $T_{\text{напр}}$, год;

- $T_{\text{напр}}$ – сумарне напрацювання (міжремонтний ресурс) між двома суміжними ремонтами, год напр.;
 $t_{\text{зам}}$ – середня тривалість заміни обладнання (пристроїв) ТП, год;
 $T_{\text{рес. обл}}$ – міжремонтний ресурс обладнання (пристроїв) ТП, год напр.;
 $K_{\text{д}}$ – коефіцієнт дострокових замін обладнання (пристроїв) ТП;
 η – коефіцієнт, що враховує кількість замін обладнання (пристроїв) ТП, які не поєднуються за часом з проведенням періодичних ТО і Р.

Середній час усунення відмов $\bar{t}_y$. Для визначення $\bar{t}_y$ слід скористатися математичним апаратом для опису випадкових величин. Наприклад, при експоненціальному законі розподілу

$$\bar{t}_y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{yi}, \quad (1.20)$$

де t_{yi} – час усунення i -ї відмови, год;

n – кількість відмов.

Інтенсивність усунення відмов μ , величина, обернено пропорційна на $\bar{t}_y$

$$\mu = \frac{1}{\bar{t}_y}. \quad (1.21)$$

Ймовірність виконання позапланового поточного ремонту (усунення відмови) за заданий час $P_y \{t_y \leq t_3\}$. Залежно від закону розподілу t_y , використовуються різні залежності для визначення P_y . Для експоненціального закону розподілу

$$P_y \{t_y \leq t_3\} = 1 - e^{-\mu t_3}, \quad (1.22)$$

де t_y – час усунення відмови, год;

t_3 – заданий час усунення відмови, год;

μ – інтенсивність усунення відмови, 1/год.

Цей показник характеризує пристосованість обладнання ТП до проведення позапланового поточного ремонту (усунення відмов) у процесі проведення оперативних ТО і Р при обмежених витратах часу.

Питома сумарна оперативна трудомісткість ТО і Р S_{OT} , люд.-год / год напр. Цей показник характеризує необхідну трудомісткість, яка затрачена для підтримки безвідмовної роботи всіх функціональних систем ТП на заданому рівні.

$$S_{OT} = \frac{S_{TO}}{T_{напр. обл. ТП}} + \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n S_{i \text{рем. обл}}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{i \text{рес. обл}}} + \frac{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m S_{j \text{зам. обл}}}{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m T_{j \text{рес. обл}}} + 0,1 \frac{S_{зам. обл}}{T_{рес. обл}}, \quad (1.23)$$

де S_{TO} – сумарна трудомісткість виконання всіх робіт з ТО обладнання ТП за заданий час напрацювання (міжремонтного ресурсу) обладнання $T_{напр. обл. ТП}$, люд.-год;

n – кількість обладнання ТП, на якому проводиться ремонт;

m – кількість обладнання ТП, яке замінюється;

$S_{i \text{рем. обл}}$ – трудомісткість виконання роботи з ремонту i -го обладнання ТП, люд.-год;

$S_{j \text{зам. обл}}$ – трудомісткість виконання роботи із заміни j -го обладнання ТП, люд.-год;

$T_{i \text{рес. обл}}$ – заданий час напрацювання (міжремонтний ресурс) i -го обладнання ТП.

Складова $\left\{ 0,1 \frac{S_{зам. обл}}{T_{рес. обл}} \right\}$ враховує питому трудомісткість виконання

робіт із заміни обладнання ТП, яке знімається до відпрацювання ресурсу.

Питома сумарна оперативна вартість запасних частин і матеріалів, витрачених при проведенні ТО і Р, $C_{ОВ}$, люд.-год / год напр. Цей показник

характеризує частоту змінюваності агрегатів, вузлів, блоків, деталей при експлуатації ТП з урахуванням їх вартості.

$$C_{\text{ОВ}} = \frac{C_{\text{ТО}}}{T_{\text{напр.обл.ТП}}} + \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_{i\text{рем.обл}}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{i\text{рес.обл}}} + \frac{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m C_{j\text{зам.обл}}}{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m T_{j\text{рес.обл}}} + 0,1 \frac{C_{\text{зам.обл}}}{T_{\text{рес.обл}}}, \quad (1.24)$$

де $C_{\text{ТО}}$ – середня сумарна вартість запасних частин і матеріалів при виконанні робіт з ТО ТП за час $T_{\text{напр.обл.ТП}}$, грн;

$C_{i\text{рем.обл}}$ – середня вартість запасних частин і матеріалів при ремонті i -го силового обладнання ТП за $T_{i\text{рес.обл}}$, грн;

$C_{j\text{зам.обл}}$ – середня вартість заміни j -го обладнання ТП.

Складова $\left\{ 0,1 \frac{S_{\text{зам.обл}}}{T_{\text{рес.обл}}} \right\}$ враховує питому вартість виконання робіт із заміни обладнання ТП.

1.2.2.3. Оцінка та аналіз показників експлуатаційної технологічності

Оцінка рівня експлуатаційної технологічності ТП проводиться диференційовано за кожним вищерозглянутим показником. Як порівняння можна приймати відносні показники

$$П_{i_1} = \frac{K_{i_e}}{K_i} \quad (1.25)$$

або

$$П_{i_2} = \frac{K_i}{K_{i_e}}, \quad (1.26)$$

де K_i – значення i -го показника ЕТ оцінюваного обладнання ТП;

K_{i_e} – значення i -го базового (еталонного) показника.

Для кожного показника $П_i$ вибирається той з наведених виразів, у якому його збільшенню відповідає підвищення рівня ЕТ.

За цим правилом:

- оцінка для T_{OT} , S_{OT} , C_{OV} визначається як відношення (1.25);
- оцінка для одиничних показників та для $P_y \{t_y \leq t_3\}$ визначається як відношення (1.26).

Після розрахунку показників ЕТ обладнання ТП і їх оцінок робиться висновок (тобто аналізуються дії) про необхідність доопрацювання конструкції та покращення якості й зменшення часу (витрат) тощо на виконання ТО і Р.

У разі якщо $(P_{i_1}, P_{i_2}) \ll 1$, необхідно проводити доопрацювання конструкції та покращення якості й зменшення часу (витрат) на виконання ТО і Р. За умови що $(P_{i_1}, P_{i_2}) \leq 1$, експлуатаційна технологічність обладнання (пристроїв) ТП відповідає нормативним вимогам.

1.3. Види технічного обслуговування і ремонту ТП

Існуюче електрообладнання дистанцій електропостачання залізниць має досить високий проектний рівень надійності. Проте в процесі експлуатації вихідні властивості обладнання безперервно змінюються. З плином часу старіє ізоляція, зношуються струмопровідні частини, контактна система, обмотки й підшипники електричних машин, окремі вузли й деталі електроустаткування, відбувається порушення умов його нормального функціонування. З цих причин, а також внаслідок заводських дефектів, неправильних дій персоналу, зволоження, забруднення, несприятливих умов і режимів роботи знижується експлуатаційна надійність та збільшується небезпека виникнення відмов електрообладнання. Більшості відмов передують той чи інший вид накопичених ушкоджень. Тому на електростанціях і підстанціях для підтримки повністю працездатного технічного стану обладнання застосовують систему організаційних і технічних заходів.

Організаційні заходи включають формування та вдосконалення структури служб, які здійснюють підтримку технічного стану обладнання. Структура визначає адміністративний поділ служб, склад фахівців, зайнятих у службах, відповідальних виконавців, їх завдання та обов'язки, а також їх взаємодію.

Організація підтримання працездатного технічного стану обладнання ТП електрифікованих залізниць України здійснюється згідно з вимогами керівних документів [6, 8, 9].

Основна вимога до процесу технічної експлуатації в цілому полягає в тому, щоб за обмежених витрат праці та матеріальних ресурсів забезпечити найбільшу ймовірність того, що обладнання ТП постійно буде працездатним і здійснюватиме надійне електропостачання електрифікованих залізниць.

З позиції фактора часу розрізняють технічний стан у даний момент (поточна оцінка ТС), технічний стан у минулому (ретроспективна оцінка ТС) і в майбутньому (перспективна оцінка ТС).

Підтримання заданого рівня готовності обладнання (пристроїв) до використання за призначенням та його працездатність в процесі застосування з мінімальними витратами часу, праці й коштів на проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту забезпечує система ТО і Р тягових підстанцій [9]. Основні складові та структуру цієї системи наведено на рис. 1.4, 1.5.

Заданий рівень технічного стану обладнання може бути забезпечений двома напрямками: по-перше, за рахунок удосконалення конструкції та технології виготовлення обладнання на стадії виробництва, по-друге, шляхом впровадження організаційно-технічних заходів з підтримання технічного стану обладнання в процесі експлуатації.

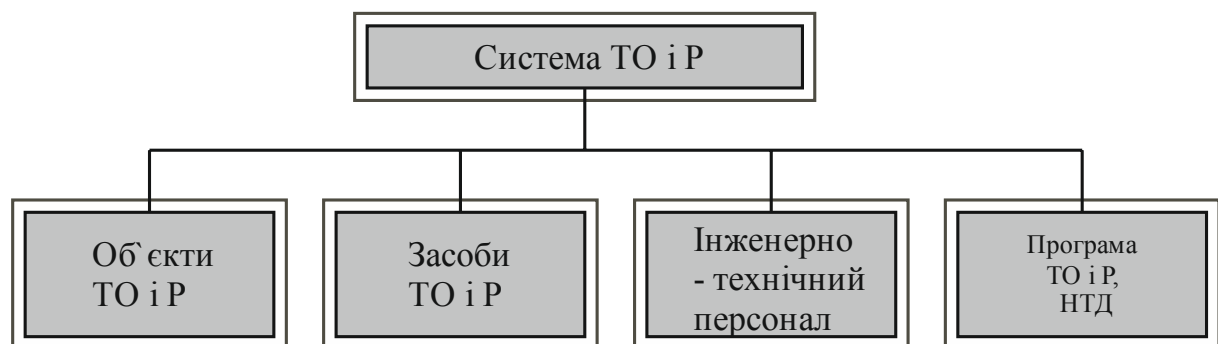


Рис. 1.4. Основні складові системи ТО і Р ТП

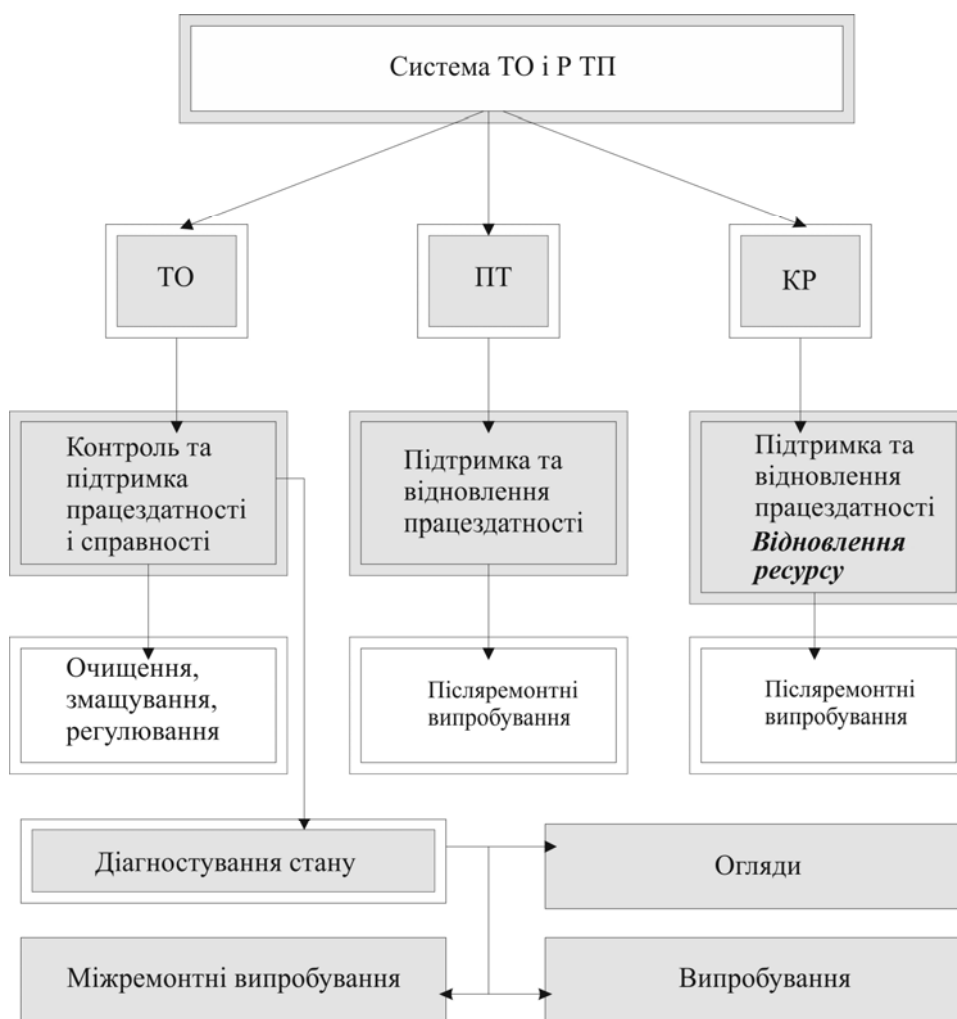


Рис. 1.5. Структура системи ТО і Р ТП

Вибір напрямку є важливим техніко-економічним завданням, розв'язання якого має вестися на основі порівняльної оцінки вартості забезпечення технічного стану обома способами. Основна вимога, яку висувають до вдосконалення конструкції обладнання в процесі виробництва в частині підвищення надійності за рахунок збільшення його вартості, – це зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з ТО і Р. З іншого боку, своєчасні й доцільні за обсягом і змістом організаційно-технічні заходи дозволяють не тільки підтримувати устаткування в працездатному стані, але й скоротити експлуатаційні витрати.

Технічне обслуговування і ремонт передбачає виконання комплексу робіт, спрямованих на забезпечення справного стану обладнання, надійної та економічної його експлуатації, з певною періодичністю і послідовністю при оптимальних трудових і матеріальних затратах.

Комплекс виконуваних робіт, зокрема, включає [8–10]:

- технічне обслуговування обладнання;
- накопичення та вивчення досвіду експлуатації та ремонту, установлення оптимальної періодичності та тривалості проведення капітальних, середніх і поточних ремонтів;
- впровадження прогресивних форм організації та управління ремонтом із застосуванням обчислювальної техніки;
- впровадження передових методів ремонту, комплексної механізації та прогресивної технології;
- широке впровадження спеціалізації ремонтних робіт;
- контроль якості виконуваних робіт у процесі ремонту та контроль якості відремонтованого обладнання;
- своєчасне забезпечення ремонтних робіт матеріалами, запчастинами й комплектуючим обладнанням;
- аналіз параметрів технічного стану обладнання до і після ремонту за результатами випробувань.

Обсяг, зміст і періодичність робіт з ТО і Р обладнання (пристроїв) ТП залежить від багатьох факторів і, у першу чергу, від показників експлуатаційної надійності, досконалості конструкції, складності та призначення обладнання. Чим складніше (дорожче) обладнання і відповідаліший технологічний процес, на якому його використовують, тим більші допустимі експлуатаційні витрати, які можуть бути реалізовані за рахунок збільшення обсягу й кількості впроваджених заходів з ТО і Р.

Комплекс заходів з ТО і Р, спрямованих на запобігання відмовам та продовження строків служби електрообладнання ТП, прийнято називати профілактикою (профілактичними роботами). Профілактичні роботи розрізняються за часом проведення, рівнем вироблення ресурсу, джерелами фінансування, обсягом та змістом (рис. 1.6) [9, 23].

У загальному випадку проблему ТО і Р техніки можна сформулювати таким чином. Задана система машин і обладнання, які перебувають в експлуатації. На обладнання діють експлуатаційні фактори (механічні, теплові, електричні, іонізаційні та ін.), під впливом яких технічний стан змінюється за певним законом. Для підтримки технічного стану обладнання виконуються профілактичні роботи. Завдання полягає у визначенні характеристик керуючих впливів системи ТО і Р, які при мінімальній вартості забезпечать підтримку заданого рівня технічного стану обладнання протягом установленого терміну.

Із загального завдання можуть бути виділені окремі випадки, у яких потрібно забезпечити задане значення одного або декількох показників технічного стану при зміні обмежень.

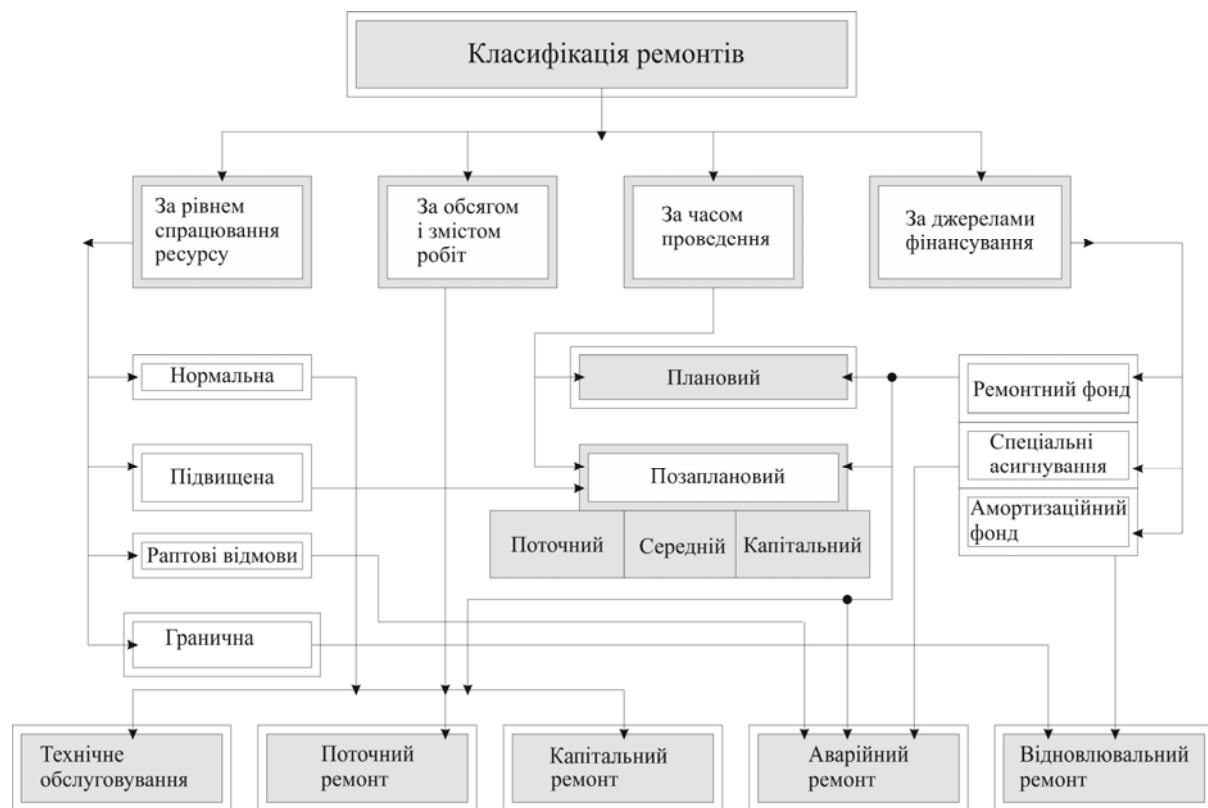


Рис. 1.6. Класифікація ремонтів

Досвід підтримки технічного стану силового електрообладнання показує, що основними завданнями ТО і Р електрообладнання є:

1. *Організація діагностики та контролю технічного стану:*

- вибір методів діагностування;
- вибір засобів діагностування;
- контроль діагностичних параметрів;
- оцінка прогнозування технічного стану.

2. *Оцінка та прогнозування експлуатаційної надійності:*

- модель надійності електрообладнання;
- розрахунок надійності та стратегія профілактики;
- облік результатів технічної діагностики при оцінці експлуатаційної надійності.

3. *Оптимізація термінів ТО і Р:*

- вибір моделі визначення оптимальної тривалості міжремонтного періоду з контролем діагностичних параметрів;

- розрахунок оптимальної тривалості міжремонтного періоду для різних стратегій і видів електрообладнання.

4. *Визначення оптимального обсягу ТО і Р:*

- визначення кількості замінюваних складальних одиниць обладнання;

- визначення кількості відновлюваних ремонтних одиниць;

- визначення обсягу ТО і Р;

- визначення трудомісткості.

5. *Вибір раціональної стратегії проведення ТО і Р:*

- класифікація моделей ТО і Р;

- установлення економічно оптимальних інтервалів ТО і Р;

- вибір раціональної стратегії проведення ТО і Р для різних видів електрообладнання.

6. *Управління станами процесу експлуатації електрообладнання:*

- розподіл обладнання (пристроїв) на технологічні групи;

- формування опорної стратегії управління за результатами діагностування;

- вибір оптимальної стратегії управління ТО і Р для електрообладнання (пристроїв) різних технологічних груп.

7. *Планування ТО і Р:*

- планування потреби в ремонтному персоналі;

- планування потреби в матеріалах та запчастинах;

- формування планів-графіків ТО і Р електрообладнання (пристроїв);

- оптимізація планів-графіків ТО і Р.

Зазначені завдання тісно взаємопов'язані одне з одним. Тому вибір раціональної системи ТО і Р являє собою комплексну проблему з багатьма змінними, що базується на теорії надійності, старіння, відновлення та технічної діагностики електрообладнання (пристроїв), у тому числі й ТП.

Сутність такої системи ТО і Р полягає в тому, що після закінчення певного відпрацьованого часу в момент очікуваної відмови проводять різного виду профілактичні роботи. Чим менше в часі розрив між моментом очікуваної відмови й моментом виконання відповідного профілактичного впливу на обладнання, тим ефективніша система ремонту. Правило однозначного встановлення вибору ремонтного впливу (параметрів ТО і Р) на технічну систему протягом усього часу її експлуатації прийнято називати стратегією профілактики.

Стратегія – сукупність прийнятих принципів, правил і керівних впливів, що визначають комплексний розвиток експлуатаційних властивостей конструкції, методів організації та виробничо-технічну базу ТО і Р.

Відповідно до чинних стандартів розрізняють такі стратегії технічного обслуговування і ремонту:

- *стратегія 1* – аварійної профілактики, при якій планові профілактичні заходи не проводять, а аварійні відновлювальні роботи здійснюють лише після відмови обладнання;

- *стратегія 2* – планово-запобіжної профілактики, згідно з якою профілактичні роботи проводять періодично в планові терміни, незалежно від технічного стану обладнання, а в разі його відмови здійснюють його відновлення або заміну;

- *стратегія 3* – профілактики за прогнозованим технічним станом, коли профілактичні заходи проводять з урахуванням фактичного технічного стану обладнання, що визначається методами технічної діагностики та на основі управління ризиками.

Основний зміст робіт, виконуваних при різних стратегіях ТО і Р, наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Характеристика стратегій організації профілактики електрообладнання ТП

Вид ТО і Р	Стратегія організації профілактики		
	Стратегія 1	Стратегія 2	Стратегія 3
	Аварійна	Планово-запобіжна	За фактичним технічним станом
ТО	Епізодичне	Періодичне	Періодичне за технічним станом
Діагностування	Не проводиться	Епізодичне	Періодичне
Середній і поточний ремонт	Після відмови	Періодичне	За фактичним технічним станом
Капітальний ремонт	Те саме	Те саме	Те саме
Аварійний ремонт	Те саме	Те саме	Те саме

Багаторічний досвід експлуатації як вітчизняних, так і зарубіжних підстанцій і електричних мереж свідчить про те, що організація ТО і Р електроустаткування за стратегією 1 у переважній більшості випадків малоефективна й виправдовує себе в рідкісних випадках для найпростішого або високонадійного обладнання. При цьому технічне обслуговування проводиться епізодично, а ремонт – після відмов. Обсяг ремонтних робіт залежить від виду відмови або пошкодження. Така стратегія дозволяє найповніше витратити закладений ресурс устаткування, але вона призводить до частих тривалих зупинок технологічних процесів, що зумовлює великий збиток і значні витрати на ремонт. Тому в енергетиці стратегія аварійної профілактики може застосовуватися тільки для невідповідальних механізмів, відмова яких не супроводжується зупинкою основного обладнання й не порушує ритму виробничого процесу.

На сьогодні ТО і Р електрообладнання об'єктів енергетики, у тому числі й ТП електрифікованих залізниць, виконується за стратегією 2, що базується на планово-запобіжному принципі виконання профілактичних робіт. Суть його полягає в тому, що профілактичні заходи виконують у плановому порядку в строго регламентовані терміни. Така система отримала назву системи планово-запобіжного ремонту (система ПЗР). Основою цієї системи є нормативно-технічна документація, яка регламентує організацію ТО і Р обладнання об'єктів енергетики [7, 9].

Чинними нормативами системи ПЗР встановлюються: структура ремонтного циклу; періодичність проведення ТО і Р; типові обсяги робіт з ТО і видів ремонту (поточний, середній, капітальний); трудові та матеріальні витрати; норми простою через ремонт; норми складського запасу обладнання, запасних частин, комплектуючих виробів і матеріалів тощо.

Регламентоване обслуговування, що проводиться згідно з інструкціями на обладнання, у цілому призначене забезпечувати його працездатність. Проте інколи таке обслуговування призводить до невинуватених витрат, оскільки за реальним технічним станом пристрій у момент виконання робіт може й не потребувати технічного обслуговування, а замінювані деталі ще не досягли критичної міри зносу. Однак поступове старіння парку устаткування й зниження запасів міцності гостро ставлять питання оцінки його стану й міри ризику його експлуатації за межами нормованого терміну служби. Розвиток

вільного ринку електроенергії і збільшення фінансового тиску стали додатковими чинниками, які, з одного боку, максимально підсилюють необхідність продовження термінів служби устаткування, а з іншого – спрямовані на зниження експлуатаційних витрат на його технічне обслуговування і ремонти. Необхідність вирішення цієї суперечності приводить до формування нового підходу до оцінки стану електрообладнання.

Найбільш перспективним напрямком удосконалення системи ПЗР є використання стратегії профілактики за фактичним технічним станом електрообладнання ТП. Основою для її побудови служать методи й засоби технічної діагностики, що дозволяють визначити технічний стан шляхом безперервного або дискретного контролю за зміною параметрів обладнання, які визначають його працездатність. При досягненні цими параметрами граничного стану проводиться запобіжний ремонт устаткування. Технічна діагностика включає в себе два основні напрямки – оперативну та ремонтну діагностику. До теперішнього часу ремонтна діагностика була практично єдиним засобом виявлення дефектів, що і визначило застосування системи ПЗР з чіткою регламентацією термінів і видів планових ремонтів. Оперативна діагностика виконується без відключення обладнання від мережі й дозволяє оцінити технічний стан у процесі експлуатації. Стратегія профілактики за фактичним технічним станом ефективна при експлуатації складного обладнання, ремонт якого пов'язаний з великими витратами. Це дозволить більш повно використовувати технічний ресурс і забезпечити надійну роботу електрообладнання при мінімальних затратах.

У цьому напрямку за кордоном [46, 47] обговорюється також стратегія експлуатації обладнання, акцентована не тільки на підтримці робочого стану конкретного устаткування, а й на збереженні надійності самої енергосистеми з урахуванням можливих відмов обладнання, що можуть призвести до втрати або різкого зниження надійності системи.

Стратегії ТО і Р, які спрямовані на підтримку надійності енергосистеми, наведено в табл. 1.3.

Стратегії, спрямовані на підтримку надійності енергосистеми

Стратегія ТО і Р	Вид ТО і Р			
	Діагностування	ПТ	КР	Відновлення
За надійністю	Оцінюється за ступенем важливості конкретного електрообладнання для усієї системи електропостачання			
За оцінкою ризиків	Періодичне або моніторинг	За станом з оцінкою важливості та ризику	У разі відмови	За станом з оцінкою важливості та ризику

Для практичної реалізації цих стратегій здійснюється перехід до ТО і Р за прогнозованим технічним станом устаткування. При цьому технічні експерти розробляють сценарій ТО і Р на основі прогнозу, а менеджери коригують його на основі управління ризиками. Однак такий підхід повинен бути економічно обґрунтованим.

Для прийняття рішення з питань вибору стратегії експлуатації обладнання ТП пропонуємо процесний підхід (рис. 1.7).

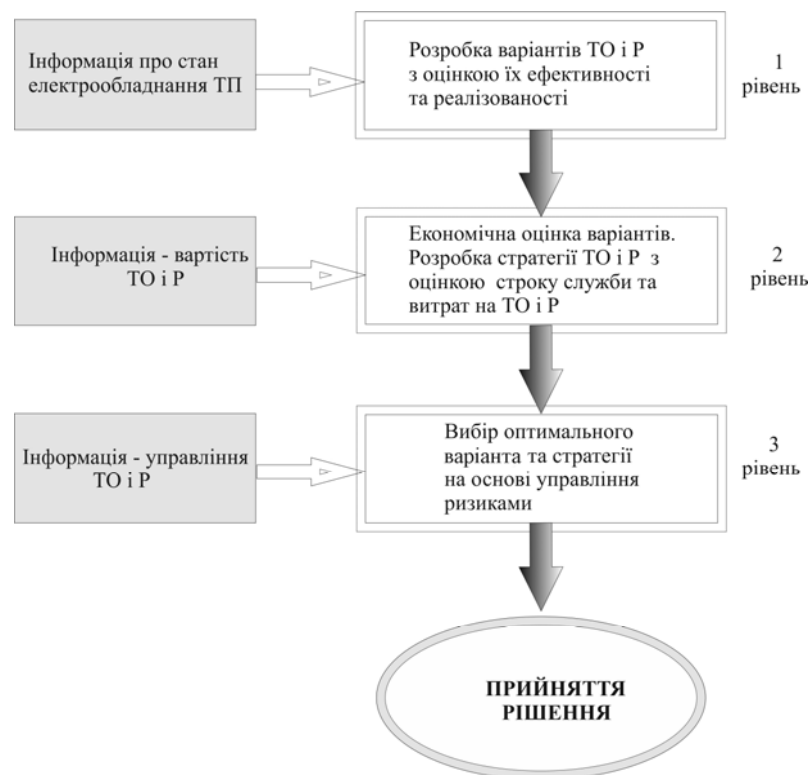


Рис. 1.7. Процесний підхід вибору стратегії експлуатації обладнання ТП

Процес прийняття рішення вибору стратегії експлуатації обладнання ТП можна інтерпретувати таким чином.

На першому рівні процесу вибору стратегії експлуатації обладнання ТП на основі технічної інформації (термін служби обладнання, навантажувальні режими, позаштатні впливи, результати попередніх випробувань та діагностики) технічні фахівці ТП розробляють декілька сценаріїв ТО і Р, оцінюють технічну ефективність і можливість реалізації кожного з них.

На другому рівні технічні фахівці прогнозують залишковий ресурс, а економісти розраховують витрати, які необхідні для ТО і Р протягом розрахункового терміну служби. Як підсумок другого рівня вибираються можливі варіанти рішень.

На третьому найвищому рівні на основі механізму управління ризиками вибирають оптимальну стратегію і приймають рішення: продовжувати експлуатацію або проводити заміну обладнання на нове, проводити діагностику або ставити систему моніторингу, робити ремонт і в якому обсязі.

1.4. Досвід експлуатації силового електрообладнання ТП електрифікованих залізниць України

Ефективне функціонування електрифікованого залізничного транспорту в основному залежить від надійності електропостачання. У свою чергу, надійність функціонування електротехнічного обладнання ТП залежить від його технічного стану.

На сьогоднішній день значна частина обладнання електроенергетичної інфраструктури залізничного транспорту України вже вичерпала свій ресурс і потребує заміни або поетапної реконструкції та оновлення. Крім того, необхідно підвищувати ефективність використання існуючого обладнання, застосовувати нові методи діагностування фактичного технічного стану обладнання, скорочувати експлуатаційні витрати й переходити на ресурсозберігаючі та енергозберігаючі технології. Надійна робота пристроїв електропостачання відіграє важливу роль у питаннях вирішення проблеми безпеки руху на залізницях України. При цьому більшості відмов електроустаткування дистанцій електропостачання передують той чи інший вид накопичених ушкоджень.

Утримання технічного обладнання залізничного транспорту на високому експлуатаційному рівні неможливе без об'єктивної інформації про його фактичний технічний стан.

Основним технологічним завданням господарства електропостачання залізниць України («Е») є якісне, безперебійне забезпечення електроенергією тягових та нетягових споживачів. Для його виконання підрозділи господарства «Е» перетворюють електричну енергію на тягових підстанціях, передають електроенергію заданих параметрів через контактну мережу до електрорухомого складу для тяги поїздів, а також живлять сторонніх споживачів через райони електропостачання. Технічне забезпечення виконання основного завдання господарства «Е» можна розділити на групи:

1. Експлуатація технічних пристроїв електропостачання, яка включає:

- моніторинг та діагностику технічного стану обладнання тягових підстанцій, контактної мережі та районів електропостачання;
- технічне обслуговування і ремонт обладнання тягових підстанцій, постів секціонування, пунктів паралельного з'єднання та обладнання районів електропостачання.

2. Забезпечення процесу експлуатації силового обладнання ТП з розв'язанням проблем: модернізації і оновлення обладнання; виділення коштів на експлуатаційні витрати; забезпечення кваліфікованим персоналом; забезпечення запасними частинами; проведення моніторингу та якісного діагностування обладнання ТП.

На сьогоднішній день розвиток швидкісного руху та зростання його інтенсивності, застосування електрорухомого складу нового покоління вимагають заміни застарілого обладнання низької експлуатаційної надійності на високотехнологічні пристрої підвищеної надійності й збільшеного ресурсу, впровадження нових методів діагностування технічного стану обладнання ТП та вдосконалення існуючої системи технічного обслуговування і ремонту пристроїв електропостачання електрифікованих залізниць України.

Зазначені обставини вказують на необхідність розробки науково обґрунтованого комплексу методів і засобів, спрямованих на підвищення надійності СТЕ. Цей комплекс повинен базуватися на детальному аналізі виходу з ладу електрообладнання СТЕ із застосуванням сучасних математичних моделей і методів. Результати такого дослідження можна використовувати:

- при розробці заходів з підвищення надійності тягового електропостачання залізниць України;
- при розробці концепції стратегії оперативного управління СТЕ;
- для розв'язання завдання безперервної та надійної роботи обладнання ТП з мінімальними витратами на ТО і Р;
- для аналізу проблем виникнення аварійних ситуацій тягового електропостачання залізниць;
- для вирішення проблеми скорочення простоїв обладнання та позапланових робіт з ТО і Р обладнання ТП.

З метою вирішення проблеми підвищення якості ТО і Р системи тягового електропостачання залізниць України проведемо дослідження надійності обладнання системи та розглянемо порушення нормальної роботи пристроїв електропостачання різного ступеня тяжкості.

Аналіз динаміки зміни даних показників за 13 років показав [1, 24], що в період з 2002 по 2007 р. спостерігається зменшення кількості відмов силового обладнання. А починаючи з 2007 р. цей показник та кількість причин, що викликають його, навпаки зростає (рис. 1.8). У першу чергу це стосується порушень на контактній мережі та тягових підстанціях.

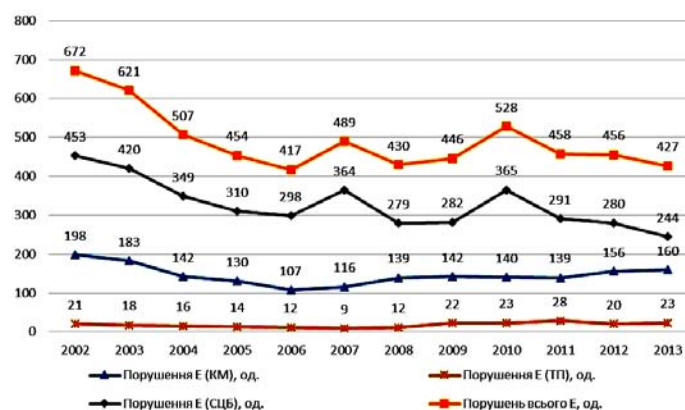


Рис. 1.8. Динаміка порушень нормальної роботи пристроїв електропостачання по господарству «Е»

З наведених графіків бачимо, що починаючи з 2007 р. зростає кількість порушень у цілому як по всіх підрозділах служби «Е», так і, зокрема, по ТП. Для ТП це збільшення склало 9 випадків у 2007 р. і 23 випадки у 2013 році.

За кількістю затриманих поїздів у результаті порушень (відмов) силового обладнання тягових підстанцій також спостерігається динаміка зростання затримки поїздів за досліджуваний період (рис. 1.9).

З метою виявлення причин порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання залізниць України виконано дослідження основних причин порушень за період з 2002 по 2013 р., результати якого наведені в табл. 1.4.



Рис. 1.9. Динаміка кількості затриманих поїздів у результаті відмов пристроїв електропостачання

Таблиця 1.4

Причини порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання

Рік	Вихід з ладу основного силового обладнання ТП	Перепали	Механічні руйнування, обриви	Розрегулювання	Перевантаження, перенапруга	Дефект монтажу, виготовлення	Вплив метеорологічних умов (ожеледь, вітер, температура)	Вплив сторонніх предметів, тварин, птахів	Неправильна робота захисту	Відключення енергосистемою
2013	16	2	1		10	2	2	1	2	44
2012	16	1	3	3	7	2	1	—	2	5
2011	23	2	—	—	3	2	3	1	4	26
2010	9	—	—	—	1	2	4	3	—	25

Рік	Вихід з ладу основного силового обладнання ТП	Перепади	Механічні руйнування, обриви	Розрегулювання	Перевантаження, перенапруга	Дефект монтажу, виготовлення	Вплив метеорологічних умов (ожеледь, вітер, температура)	Вплив сторонніх предметів, тварин, птахів	Неправильна робота захисту	Відключення енергосистемою
2009	25	2	–	–	3	1	1	–	4	25
2008	25	1	–	–	4	–	1	1	–	34
2007	8	1	–	–	4	–	1	1	–	13
2006	15	–	3	–	2	–	2	3	–	21
2005	32	1	3	1	3	1	2	6	1	2
2004	41	2	2	8	-	3	5	4	1	8
2003	35	1	8	2	3	3	5	1	2	5
2002	55	7	5	2	5	5	3	6	6	13

Однак велика кількість виявлених порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання, наведених у табл. 1.4, ускладнює можливість якісно виявити та надати оцінку порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання.

Для якісної оцінки застосуємо закон Парето, який полягає у відокремленні важливих факторів від малозначущих і несуттєвих та дозволяє сфокусувати зусилля й ресурси на усуненні найбільш значущих проблем.

Побудована діаграма Парето причин порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання електрифікованих залізниць згідно з табл. 1.4 зображена на рис. 1.10.

Аналіз діаграми показує, що 80 % причин порушень нормальної роботи системи тягового електропостачання електрифікованих залізниць України за досліджуваний період складають: пошкодження основного силового обладнання ТП; відключення живлення енергосистемою; перевантаження та перенапруга; вплив метеорологічних умов. З них 43 % становлять відмови основного силового обладнання ТП. Результати дослідження відмов основного силового обладнання ТП

електрифікованих залізниць України за 2000–2013 роки [1, 24] наведено в табл. 1.5.

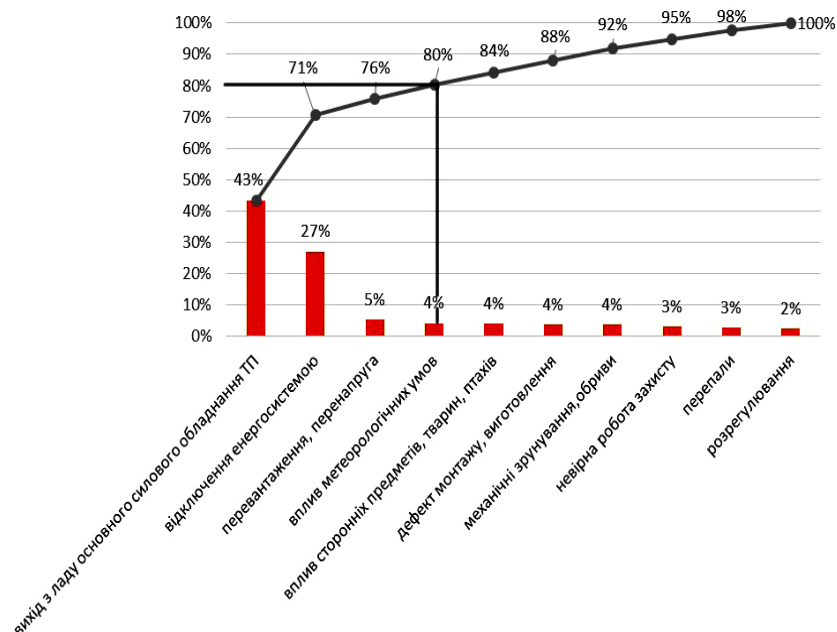


Рис. 1.10. Причини порушення роботи обладнання ТП

Для виявлення обладнання ТП, стану якого необхідно приділити першочергову увагу при проведенні моніторингу, діагностуванні та ТО і Р, побудуємо діаграму Парето за даними, які наведені в табл. 1.5 (рис. 1.11).

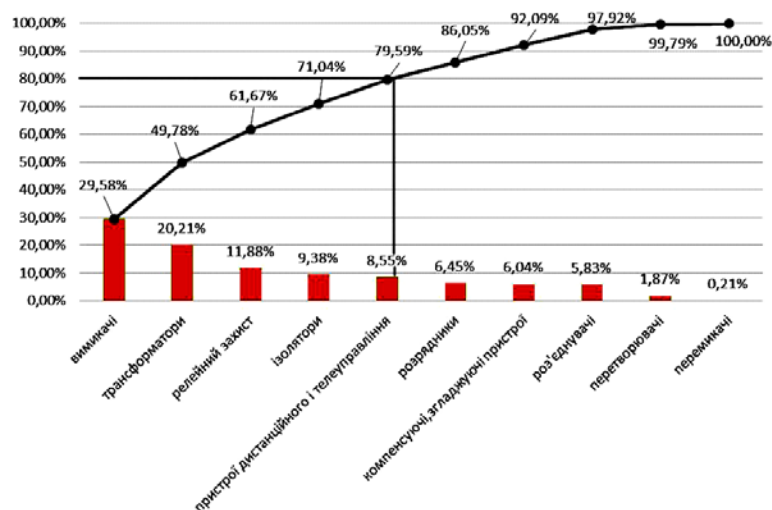


Рис. 1.11. Розподіл порушень роботи обладнання ТП за типами устаткування

Таблиця 1.5

Розподіл порушень нормальної роботи основного обладнання ТП

Рік	Порушення, всього	Трансфор- матори			Вимикачі					Розрядники		Компенсаційно-згладжувальні пристрої	Ізолятори	Перетворювачі	Роз'єднувачі	Рел. захист
		силові	тягові		вимірювальні	швидкодіючі	6-35 кВ	110-220 кВ	фідерні 27,5 кВ	постійного	змінного					
			постійного	змінного												
2013	46	1		7	1	3	4	1	2	2	1	1	1		2	8
2012	49	3		1	1	6	3		2			2	4		1	7
2011	58	2	4		4	5	3	3	1	1				1		9
2010	44				1	5	3	3	3			1	4	1	5	2
2009	43	2	1	3	4			1	1	1			4	1		
2008	28	2	3		1	1	2	2	2	1			3			
2007	28	2			1	1		1	2	1		1				2
2006	28				4	1	1	1	2		2		1		1	
2005	45		1		11		2	3	4		3		4	1	2	1
2004	58	1		1	6	4	2	2	1			1	5		2	9
2003	64			3	7	4	1	3	5		1	3	4		4	4
2002	96	3	1	3	8	5	5	2	8	1	3	4	9	2	3	6
2001	95	3	1	4	3	5	6	9	8	11		4	3	1	5	4
2000	120	1	1	3	5	7	3	2	4	3	3	14	9	2	3	19

Аналіз діаграми показує, що основним обладнанням, за рахунок якого відбувається 79,59 % порушень нормальної роботи ТП електрифікованих залізниць України за досліджуваний період, є: вимикачі, трансформатори (як силові, так і вимірювальні), пристрої релейного захисту, ізолятори та пристрої дистанційного і телеуправління. Також

із аналізу впливає, що основні порушення нормальної роботи ТП відбуваються за рахунок виходу з ладу вимикачів (29,58 %) та трансформаторів (20,21 %).

У електроенергетичних системах високовольтні вимикачі є одним з найбільш відповідальних видів електрообладнання. Якість їх функціонування визначає ступінь надійності й енергобезпеки роботи всієї системи передачі й розподілу електроенергії як в нормальних, так і у аварійних режимах. Ця проблема також стосується системи тягового електропостачання залізниць.

За допомогою високовольтних вимикачів здійснюються відключення аварійних струмів короткого замикання, операції комутації електропостачання, а також комутації, пов'язані зі зміною напрямку потоків потужностей в електроенергетичних системах. Очевидно, що залежно від роботи вимикача його комутаційний ресурс витрачається нерівномірно. Будь-яким вимикачем можна виконати набагато більше операцій комутації номінального робочого струму, ніж аварійного, який у декілька десятків разів перевищує робочий струм вимикача. Оскільки спроби експлуатації вимикачів після вичерпання їхнього комутаційного ресурсу призводять до значних збитків, важливим технічним завданням є своєчасна оцінка залишкового комутаційного ресурсу цього класу пристроїв.

Тому в даних умовах експлуатації ТП дуже актуальними є технічний контроль і діагностика стану високовольтних вимикачів, що дозволяють своєчасно виявляти дефекти або несправності, а потім оперативно їх усувати. Очевидно, що діагностиці високовольтних вимикачів, які перебувають в експлуатації дистанцій електропостачання, слід приділяти підвищену увагу. Зараз для вирішення цієї проблеми в системі електропостачання залізниць, у тому числі й у діагностиці високовольтного електроустаткування, починають застосовувати сучасні методи з використанням цифрових пристроїв та систем на мікропроцесорній елементній базі. Ці методи мають особливо важливе значення для зношеного електрообладнання, у першу чергу для масляних вимикачів, кількість яких на сьогодні в експлуатації значно більша, ніж іншого силового обладнання ТП.

Наступним напрямком вирішення проблеми підвищення надійності системи тягового електропостачання є ефективне та якісне діагностування фактичного технічного стану силових трансформаторів ТП з метою повного використання їх ресурсу.

Діаграма розподілу порушень роботи обладнання ТП за типами устаткування (рис. 1.10) показує, що пошкодження трансформаторів є однією з основних значущих проблем порушення тягового електропостачання.

На цей час на залізницях України з 422 знижувальних та тягових трансформаторів напругою 110-220 кВ перебуває в експлуатації 337 трансформаторів зі строком служби понад 25 років, що складає 79 % від їх загальної кількості. За наявності трансформаторів з терміном експлуатації понад 25 років службами електропостачання Південної (48 трансформаторів – 70 %), Південно-Західної (43 трансформатори – 60 %), Одеської залізниць (37 трансформаторів – 59 %) у 2011 році роботи з ремонту й заміни навіть не планувались. У 2012 році виконано капітальний ремонт 11 тягових трансформаторів [1].

Згідно з дод. 2 «Інструкції з технічного обслуговування і ремонту обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» (ЦЕ-0024), термін служби трансформатора складає не менше 25 років, при цьому через 12 років необхідно виконувати капітальний ремонт [9].

Аналіз технічного стану силових трансформаторів ТП показав, що з 2006 по 2013 р. відбулося 30 пошкоджень та відмов трансформаторів [1, 24]. Із числа пошкоджених замінено 17 трансформаторів.

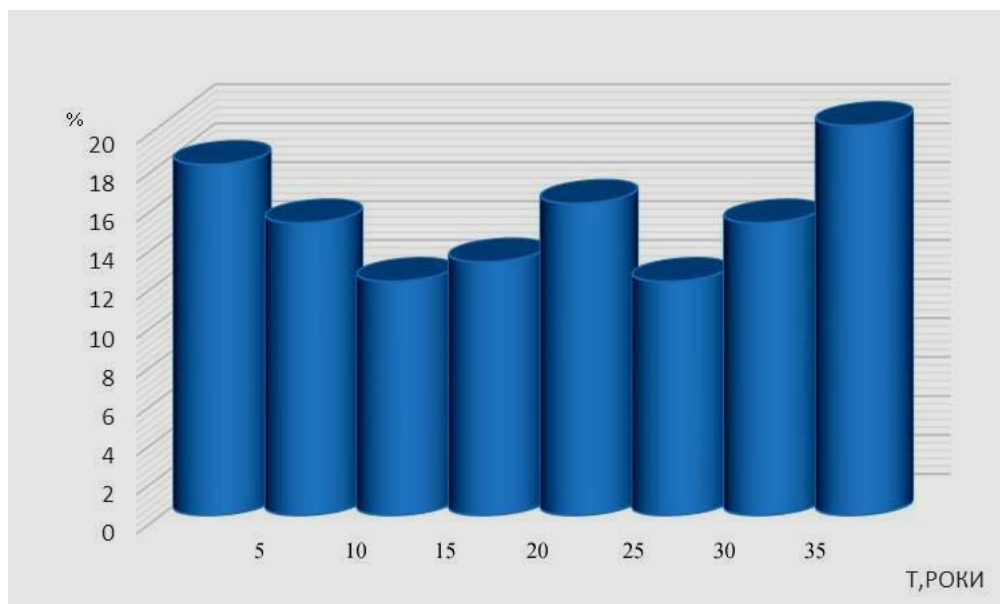


Рис. 1.12. Розподіл відмов і пошкоджень силових трансформаторів

Аналіз розподілу відмов і пошкоджень силових трансформаторів залежно від періоду їх експлуатації (рис. 1.12) дозволяє зробити такий висновок:

- розподіл має чітко виражений максимум, найбільша кількість відмов і пошкоджень силових трансформаторів спостерігається після 10 і 30 років експлуатації. Пошкоджуваність трансформаторів на рівні 15...20 % в перші 10...15 років роботи пояснюється, в основному, проявом істотних заводських дефектів конструкції і виготовлення;
- максимум пошкоджуваності силових трансформаторів у період експлуатації 10...15 років збігається з терміном капітального ремонту, який в умовах тягових підстанцій, як правило, не проводиться через відсутність ремонтної бази;
- зниження пошкоджуваності при 25–30 роках експлуатації пояснюється виробничою вибірковою обладнання з істотними дефектами шляхом його заміни й часткового проведення ремонтів;
- зростання пошкоджуваності після 30 років експлуатації свідчить про недосконалість системи діагностування та ТО і Р.

Можливістю істотно продовжити термін експлуатації трансформатора та повного використання залишкового ресурсу є проведення якісного і своєчасного діагностування, раннього усунення виявлених дефектів шляхом недорогого відновного ремонту.

Досвід експлуатації силових трансформаторів показує, що і після нормативного терміну служби значна частина трансформаторів зберігає працездатність при дотриманні допустимих навантажувальних режимів, своєчасному проведенні випробувань, діагностування, технічного обслуговування, ремонтів і якісному їх виконанні; з іншого боку, термін служби трансформатора залежить від його залишкового ресурсу [26–28].

Підтвердженням цього є результати обстежень більше двохсот трансформаторів потужністю від 6,3 до 1000 МВт, виготовлених в Україні, Росії, Швеції й Бельгії та встановлених у різних кліматичних зонах [29]. Майже 70 % з обстежених трансформаторів мали напрацювання більше 25 років. Близько половини з них є великими (більше 100 МВт). Узагальнені результати комплексних діагностичних обстежень зображено на рис. 1.13.

Результати обстежень показують, що 30 % трансформаторів з числа обстежених можуть продовжувати експлуатуватися без будь-яких обмежень. І усього лише 2 % мають бути замінені. Інші трансформатори вимагають або капітального ремонту (15 %), або відносно невеликих і недорогих відновних ремонтів (23 %), або просто підвищеного контролю (30 %).

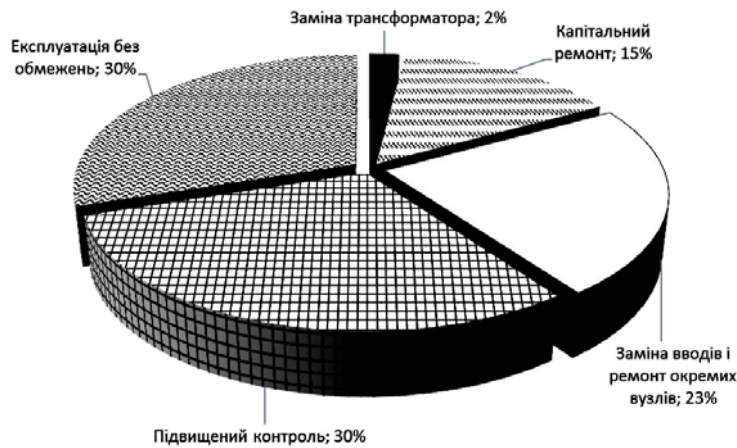


Рис. 1.13. Результати обстежень трансформаторів

Тому, поряд з плановою заміною застарілого обладнання, найважливішим завданням є використання повного робочого ресурсу трансформаторів за рахунок комплексного застосування сучасних методів діагностування та технологій ремонту за фактичним технічним станом обладнання.

Також у господарстві електропостачання та електрифікації залізниць Укрзалізниці експлуатуються швидкодіючі вимикачі АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-43, ВАБ-48, ВАБ-206, які мають найбільше число ушкоджень серед устаткування тягових підстанцій постійного струму.

Проаналізувавши динаміку відмов швидкодіючих вимикачів, бачимо, що починаючи з 2000 року і по 2009 рік включно їхня кількість зменшувалася. Можна сказати, що це зменшення було викликане активною щорічною заміною застарілих типів вимикачів. Різке зростання ж кількості пошкоджень з 2010 року викликане сумарним результатом виходу з ладу дефектних елементів вимикачів та відмовами застарілого обладнання.

Статистичні дані виходу з ладу швидкодіючих вимикачів [1, 24] за роками (рис. 1.14) такі:

2000	7
2001	5
2002	5
2003	4
2004	4
2005	1
2006	1
2007	1

2008	1
2009	1
2010	5
2011	5
2012	6
2013	3



Рис. 1.14. Вихід з ладу швидкодіючих вимикачів

На цей час у господарстві електропостачання та електрифікації залізниць Укрзалізниці експлуатуються 6-пульсові (75 %) та 12-пульсові (25 %) випрямлячі. Понад 50 % агрегатів типів ПВЕ-3, УВКЕ, ПВКЕ-2, ПКВВ відпрацювали свій ресурс та підлягають заміні. Кількість виходів з ладу випрямних агрегатів незначна порівняно з іншим силовим обладнанням ТП. Основними причинами відмов у роботі є вихід з ладу силових перетворювальних пристроїв (діодів, тиристорів тощо).

Статистичні дані виходу з ладу перетворювачів [1, 24] за роками (рис. 1.15) такі:

2000	2
2001	1
2002	2
2003	1
2004	2
2005	2
2006	1
2007	0
2008	0

2009	1
2010	1
2011	1
2012	0
2013	0



Рис. 1.15. Вихід з ладу перетворювачів

Щодо відмов вимірювальних трансформаторів, то за роками маємо такі статистичні дані [1, 24] (рис. 1.16):

2000	5
2001	3
2002	8
2003	7
2004	6
2005	11
2006	4
2007	1
2008	1
2009	4
2010	1
2011	4
2012	1
2013	1



Рис. 1.16. Вихід з ладу вимірювальних трансформаторів

Можна виділити такі основні причини виходу з ладу *трансформаторів струму*:

- по-перше, заводські дефекти, пов'язані з конструкцією або ж порушенням технології виготовлення ТС;
- по-друге, ненормовані впливи високочастотних перенапруг на трансформатори струму при комутаціях роз'єднувачів;
- по-третє, несвоєчасне проведення технічного обслуговування ТС та недостатня кваліфікація обслуговуючого персоналу, неукomплектованість ремонтно-ревізійних бригад.

Також однією з основних причин відмов ТС є пробій внутрішньої ізоляції. У свою чергу, причини пробією можуть бути різними: виробничі дефекти, зволоження, старіння під дією часткових розрядів, дія струмів короткого замикання і т.д. Але дія високочастотних перенапруг – одна з головних причин, що прискорюють процес старіння ізоляції. Вони з'являються при комутаціях роз'єднувачів і можуть досягати високих кратностей.

Причини виходу з ладу вимірювальних *трансформаторів напруги* схожі з ТС. Серед них: міжвиткові замикання в обмотках ВН і НН, замикання у вторинних ланцюгах, перенапруги в електричних мережах і т.д. Проте однією з основних причин є пошкодження ТН внаслідок виникнення перенапруг у мережах.

Для ТН, встановлених в лініях живлення нетягових споживачів напругою 10 – 35 кВ, є три режими, що призводять до ненормальної роботи ТН або до їх пошкодження.

Перший режим характерний для роботи заземлених ТН на ненавантажених шинах РП. Малий ємнісний струм замикання шин на землю на частоті 50 Гц компенсується намагнічувальним струмом однієї з фаз ТН. Напруга на цій фазі підвищена, і сталь магнітопроводу близька до насичення. Напруга решти фаз знижена. У результаті створюється помилкове враження про замикання однієї з фаз на землю. Оскільки у ферорезонанс може увійти будь-яка з трьох фаз, «помилкова земля» може «переходити» з однієї фази на іншу. Зазвичай у такому режимі ТН не пошкоджується.

Другий режим виникає при однофазних дугових замиканнях на землю в районних мережах. Завдяки повітряним лініям, вони мають невеликий (до 10 А) струм замикання на землю й відкриту дугу, піддану дії вітру, що сприяє її почерговому запалюванню й згасанню. У такому режимі ємність нульової послідовності мережі в безструмову паузу дуги розряджається через ТН, насичуючи його магнітопроводи й перегріваючи обмотки. Повторне запалювання дуги знову заряджає ємність, яка потім у безструмову паузу дуги розряджається через ТН. Такий процес може тривати кілька хвилин або навіть годин, у результаті чого ТН нерідко пошкоджується.

Третій режим може виникнути як у повітряних, так і в кабельних мережах. Це стійкий гармонійний ферорезонанс на частоті 50 Гц між ємністю нульової послідовності мережі та нелінійною індуктивністю намагнічування трифазного трихстержневого силового трансформатора 10/35 кВ з ізолюваною нейтраллю обмотки ВН. Режим ферорезонансу можливий при замиканні на землю однієї фази трансформатора з подальшим перегоранням плавкої вставки запобіжника. Напруга нульової послідовності мережі при цьому може досягати триразових значень, у результаті чого пошкодження ТН настає менше ніж за одну хвилину.

Проаналізувавши динаміку відмов релейного захисту тягових підстанцій [1, 24], бачимо, що кількість відмов має хвилеподібний характер. Найбільша кількість виходів з ладу припадає на період 2000–2004 рр. Статистичні дані виходу з ладу релейного захисту [1, 24] за роками (рис. 1.17) такі:

2000	11
2001	4
2002	6
2003	4

2004	9
2005	3
2006	1
2007	2
2008	1
2009	4
2010	5
2011	9
2012	7
2013	8



Рис. 1.17. Вихід з ладу релейного захисту

Вимога спрацьовування пристрою РЗ – це виникнення і збереження протягом певного часу в енергосистемі (на електроустановці або лінії електропередачі) умов, за яких пристрій РЗ повинен спрацювати за призначенням для ліквідації коротких замикань або інших ненормальних режимів

Відмова спрацьовування – це відсутність спрацьовування за наявності вимоги спрацьовування для цього пристрою РЗ, а також відсутність у тих же умовах заданого вихідного сигналу цього пристрою РЗ. До відмов спрацьовування належать також спрацьовування пристроїв РЗ з неповним виконанням завдання (відключення або включення не усіх комутаційних апаратів, передача не усіх заданих сигналів, реалізація дії протиаварійної автоматики із заниженим дозуванням та ін.).

Причини відмов у роботі пристроїв релейного захисту, автоматики і апаратури вторинної комутації такі:

- несправності електричних і механічних частин реле, порушення контактних з'єднань, обриви жил контрольних кабелів, ланцюгів управління тощо;
- неправильний вибір або несвоєчасна зміна уставок і характеристик реле;
- помилки монтажу і дефекти в схемах релейного захисту і автоматики;
- неправильні дії персоналу під час обслуговування пристроїв релейного захисту і автоматики.

Кожна причина може призвести до відмови у відключенні або не-селективного відключення устаткування під час КЗ і мати тяжкі наслідки аж до розвитку місцевих аварій у системах. Причинами помилкових дій персоналу при виконанні перемикачів в більшості випадків є порушення оперативної дисципліни, зневажливе ставлення до вимог ПТЕ, недостатнє знання інструкцій, неуважність, відсутність контролю за власними діями та ін.

У цих умовах підтримка необхідного ступеня надійності обладнання системи тягового електропостачання залізниць в процесі експлуатації забезпечується, по-перше, за рахунок значних коефіцієнтів запасу, які закладені при його створенні, а по-друге, системою технічного обслуговування і періодичних ремонтів.

1.5. Методи технічного обслуговування і ремонту ТП

Надійність тягових підстанцій, їх техніко-економічні показники залежать від того, якою мірою на залізниці, в ЕЧ реалізуються передові методи експлуатації та ремонту. Існують кущовий, централізований і комплексний методи обслуговування тягових підстанцій.

Сутність *кущового методу* полягає в тому, що 3-4 тягових підстанції об'єднують в один підрозділ під керівництвом одного начальника – *кущ підстанцій*.

На одній з підстанцій, як правило, опорній, створюють комплексну бригаду і базу для проведення майже всіх видів ремонту та обслуговування, оснащену необхідними випробувальними установками, приладами та пристроями, а також автотранспортними засобами. Така бригада для куща з 3-4 підстанцій складається з 5-6 чоловік під керівництвом старшого електромеханіка.

На інших підстанціях, що входять у куш, залишається оперативно-ремонтний експлуатаційний штат не більше 2-3 чоловік, включаючи старшого електромеханіка. В їхні обов'язки входить здійснення оперативних перемикань, допуск до роботи ремонтних бригад, участь у ремонтних роботах та, якщо є потреба, оперативне втручання у аварійні ситуації. Крім того, вони займаються поточними господарськими роботами.

Загальний штат такого куша з 3 підстанцій (опорна з чергуванням однієї особи і дві проміжні з оперативно-ремонтним персоналом) становить 15 осіб, або 5 чоловік на підстанцію. У той же час при роздільному обслуговуванні таких підстанцій загальний штат складає 16-19 чоловік, тобто 6 осіб на одну підстанцію. Таким чином, при даній організації обслуговування трудовитрати зменшуються на 20 %.

Переваги кушового методу:

- підвищення продуктивності праці;
- об'єднання трудових і матеріальних ресурсів нечисленних і різних підстанційних бригад;
- концентрація їхніх зусиль на розв'язанні першочергових, найбільш важливих завдань;
- розвантаження бригад РРД і зменшення невиробничих затрат їх робочого часу, пов'язаних із тривалістю поїздок.

Недоліки кушового методу:

- у комплексній бригаді куша не завжди вдається витримати принцип спеціалізації, з'являється небезпека зниження якості ТО і Р;
- розподіл по кушах рідко використовуваних ремонтних пристроїв, апаратури та приладів для профілактичних випробувань та інших робіт.

Ці недоліки ліквідує метод централізованого обслуговування підстанцій ремонтно-ревізійною ділянкою. При цьому одночасно досягається подальше підвищення продуктивності праці.

При *централізованому обслуговуванні ТП* усі види ремонтів виконуються спеціалізованою комплексною бригадою РРД. По можливості на підстанціях і ПС здійснюється лише перевірка стану й заміна несправних вузлів і деталей (або пристроїв у цілому) з їх подальшим регулюванням і випробуваннями на місці. Відновлення справності знятих з експлуатації пристроїв і елементів, їх налагодження й підготовка до подальшого використання здійснюється в спеціалізованих відділеннях РРД. У цьому випадку штат кожної підстанції обслугову-

ється оперативно-ремонтним персоналом (без чергування), який складається з 1-2 осіб: старший електромеханік і електромеханік; якщо є потреба, залишається черговий персонал. Недоліком системи централізованого обслуговування є значні невиробничі витрати робочого часу на проїзд бригад РРД до місця роботи.

Тому для застосування цього методу необхідно виконати такі вимоги:

- розташування РРД в середині зони обслуговування або розосередження житла бригад РРД по довжині ЕЧ;
- створення на тягових підстанціях умов для перебування бригад РРД протягом декількох днів, без щоденного повернення до місця проживання;
- обґрунтоване збільшення міжремонтних термінів з метою оптимального зменшення виїздів бригад на ТП;
- застосування комплексних методів ремонту.

Централізована система обслуговування поки не набула великого поширення, але успішно застосовується в поєднанні з комплексним методом ремонту підстанцій на ряді залізниць СНД. Досвід підтверджує переваги такої системи обслуговування. Трудові витрати знижуються до 6–8 тис. люд.-год на підстанцію за рік, що відповідає контингенту 3,5–4,5 людини на одну підстанцію. А це ще нижче на 10–20 %, ніж при кущовому методі.

При розробці чинних нормативів [9] періодичності ТО і Р пристроїв ТП витримується принцип кратності міжремонтних інтервалів (0,25; 0,5; 1; 3; 6; 12 років), який дозволяє найбільш ефективно реалізувати *комплексний метод ремонту тягових підстанцій*.

Суть методу полягає в тому, що всі ремонтно-профілактичні роботи на підстанції, з урахуванням їх обсягів, складності та періодичності ділять на три комплекси, що об'єднуються малим, середнім і великим комплексними ремонтами з 6-тирічним ремонтним циклом. Тривалість ремонтного циклу дорівнює періоду великого комплексного ремонту (ВКР). Малий комплексний ремонт (МКР) включає всі роботи, що виконуються щоквартально персоналом підстанції з поточного ремонту фідерів, інверторів, перетворювачів та пристроїв власних потреб.

Середній комплексний ремонт (СКР) проводиться щорічно бригадами РРД спільно з персоналом підстанції. При цьому максимально використовується принцип паралельності. Розрізняють два обсяги ремонтів:

1) СКР1 виконується щороку. Він включає всі роботи МКР, а також поточний ремонт високовольтних вимикачів змінного струму, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів, силових трансформаторів, пристроїв власних потреб (електродвигуни, акумуляторні батареї, зарядні й підзарядні пристрої, освітлення). При цьому виконуються профілактичні випробування перетворювачів, ВВ, високовольтних силових кабелів, тощо, а також часткова перевірка захисту, автоматики і телемеханіки всіх приєднань;

2) СКР2 проводиться один раз на три роки. Він включає всі щорічні роботи СКР1 і, крім того, передбачає виконання поточного ремонту вимірювальних трансформаторів, а також капітальний ремонт фідерів контактної мережі, відокремлювачів і короткозамикачів. При цьому виконується повний обсяг профілактичних випробувань усіх вимірювальних трансформаторів, електродвигунів, підзарядних пристроїв та контура заземлення, а також повна перевірка пристроїв РЗ і електровимірювальних приладів усіх приєднань.

ВКР виконується 1 раз на 6 років працівниками підстанції, РРД і спеціалізованих ремонтних баз. ВКР передбачає виконання у обов'язковому порядку капітального ремонту всіх роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів РП вище 1 000 В. При цьому виконується також поточний ремонт і повний обсяг профілактичних випробувань усього устаткування, апаратів і схемних вузлів ТП, за результатами яких встановлюється необхідність призначення додаткових капітальних ремонтів.

Застосування комплексних ремонтів дозволяє зосередити увагу РРД та інших підрозділів ЕЧ на одній підстанції, використовуючи принцип паралельності виробничих процесів, більш чітко планувати роботу спеціалізованих бригад, знизити кількість відключень приєднань і тривалість простою обладнання у ремонті. Бригади РРД працюють на кожній конкретній підстанції тільки 1 раз за рік і видають гарантію її стійкої роботи.

Роботи з ВКР і СКР повинні проводитися у чіткій технологічній послідовності згідно з мережними графіками.

Ремонт кожної конкретної підстанції здійснюють у строго відведений для неї час згідно з встановленими термінами та плануванням витрат матеріалів і запчастин, роботи автотранспорту, відпустки людей тощо. Для ефективного керування цим процесом енергодиспетчер повинен точно знати, для якої підстанції погоджувати й оформляти

роботи з ТО і Р, здійснювати скорочення втрат часу на очікування нарядів і підготовку робочих засобів та спрямувати дії для покращення якості робіт і контролю за ними.

1.6. Основні положення планово-запобіжного ремонту електрообладнання ТП

Система ПЗР електрообладнання ТП на цей час здійснюється згідно з [7–9] та характеризується високою мірою централізації управління, жорсткими положеннями, що визначають терміни й тривалість ремонтних робіт. Розроблені для кожного типу устаткування ТП ремонтні цикли передбачають їх постійну тривалість, що обчислюється в роках. Обсяги ремонтних робіт для кожного виду устаткування визначаються типовими нормативами. В основу системи ПЗР покладено такі основні положення:

- виконання профілактичних робіт повинне здійснюватися точно відповідно до заздалегідь складених календарних графіків;
- при обґрунтуванні періодичності виконання профілактичних робіт необхідно враховувати умови довкілля, часові режими роботи устаткування, рівень технологічних процесів на ТП й ін.;
- обсяг і трудомісткість виконуваних профілактичних робіт передбачається усереднено і в кожному конкретному випадку уточнюється залежно від технічного стану обладнання ТП;
- конструктивне виконання обладнання ТП повинне відповідати умовам довкілля й режиму роботи виходячи з вимог нормативних документів.

Планово-запобіжний ремонт являє собою комплекс робіт, спрямованих на підтримку й відновлення працездатності обладнання. Профілактичні роботи виконують при цьому у фіксований, заздалегідь встановлений час незалежно від виробленого ресурсу системи (рис. 1.18), а при відмовах пристрою здійснюється аварійне відновлення.

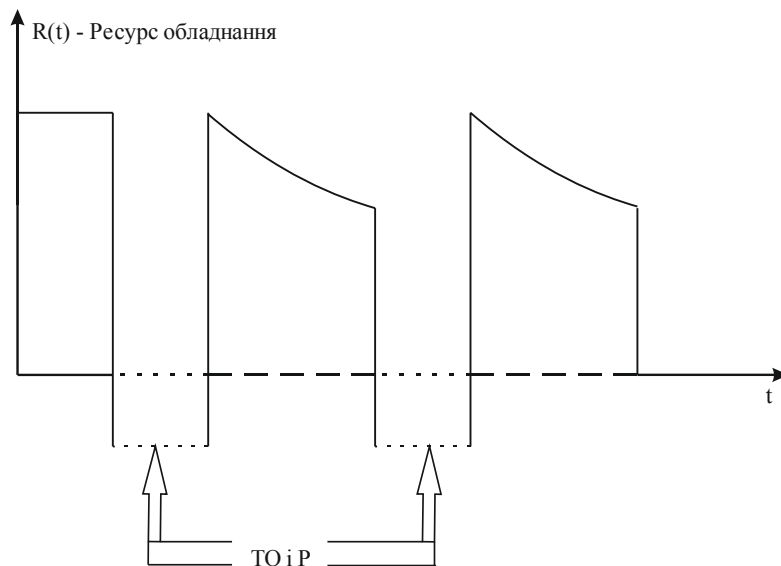


Рис. 1.18. Планово-запобіжні ТО і Р

Залежно від характеру й ступеня зносу обладнання, від обсягу, змісту і складності профілактичних робіт ПЗР включає (підрозд. 1.5) міжремонтне ТО, поточний та капітальний ремонт.

Міжремонтне ТО має профілактичний характер. Воно складається з регулярної чистки й змащування обладнання, огляду та перевірки роботи його механізмів, заміни деталей з коротким терміном служби, усунення дрібних несправностей. Ці роботи, як правило, виконуються без зупинки обладнання, у процесі його поточної експлуатації.

Поточний ремонт – це комплекс ремонтних робіт, що проводяться в період між двома черговими капітальними ремонтами й полягає в заміні або відновленні окремих частин. Поточний ремонт виконується без повного розбирання обладнання, але він потребує короткочасної зупинки й виведення з роботи устаткування зі зняттям напруги. При поточному ремонті обладнання проводиться зовнішній огляд, очищення, змащування, перевірка роботи механізмів, ремонт поломаних і зношених деталей: наприклад, огляд і очищення генератора без виїмки ротора, покриття лаком лобових частин, очищення ізоляторів, огляд і очищення введів у трансформаторів і вимикачів без їх заміни й т. ін. Таким чином, поточний ремонт виконується для забезпечення або відновлення працездатності електрообладнання ТП за допомогою усунення відмов і несправностей, що виникають у процесі його роботи. Під час поточного ремонту здійснюються необхідні вимірювання та випробування, що дозволяють виявити дефекти обладнання на ранній стадії їх розвитку. На підставі вимірювань

і випробувань уточнюється обсяг капітального ремонту. Поточні ремонти основного електрообладнання ТП проводять у терміни, зазначені в табл. 1.6 [9].

Таблиця 1.6

**Терміни проведення поточного ремонту основного електрообладнання
ТП електрифікованих залізниць**

Найменування обладнання	Термін проведення
1. Трансформатори силові:	
з пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН)	1 раз на рік
тягові напругою 35 кВ і вище	1 раз на 2 роки
інші	1 раз на 4 роки
трансформатори, контрольовані методом хроматографії	За потребою
2. Напівпровідникові перетворювачі:	Не рідше:
некеровані	1 разу на 6 місяців
керовані	1 разу на 3 місяці
3. Вимикачі змінного струму і їх приводи	1 раз на 2 роки
4. Швидкодіючі вимикачі	1 раз на 6 місяців
5. Вимірювальні трансформатори	За потребою
6. Роз'єднувачі та їх приводи:	
зовнішньої установки	1 раз на 4 роки
внутрішньої установки	За потребою
7. Розподільчі пристрої напругою вище 1 000 В:	
збірні та з'єднувальні шини;	За потребою
підвісні та опорні ізолятори (крім скляних);	
штирьові ізолятори 6-10 кВ шинних мостів, ізолятори ШТ-35, ИШД-35	
8. Відокремлювачі й короткозамикачі 35-220 кВ, ПКЗ-73	За потребою
9. Силові кабелі напругою 0,4-35кВ	1 раз на 3 роки
кабелі відсмоктувальних ліній	1 раз на 3 роки

Найменування обладнання	Термін проведення
10. Електродвигуни та генератори	1 раз на 2 роки
11. Згладжувальні пристрої	Не рідше 1 разу на рік
12. Акумуляторні батареї	1 раз на рік

Капітальний ремонт – це розбирання і ревізія обладнання з ретельним внутрішнім оглядом, вимірами й усуненням виявлених несправностей. Капітальний ремонт здійснюється після закінчення терміну міжремонтного періоду, встановлюваного для кожного виду обладнання. При капітальному ремонті замінюються або відновлюються всі зношені деталі, виконується модернізація окремих елементів і вузлів устаткування. Ці роботи потребують розбирання агрегатів, повного зовнішнього та внутрішнього ремонту з перевіркою стану вузлів і деталей, значної кількості висококваліфікованих робітників, тривалої зупинки електроустаткування та великого обсягу випробувань. Наприклад, ремонт обмоток генераторів, трансформаторів, електродвигунів, заміна дугогасних камер вимикачів виконуються із залученням спеціалізованих організацій. Основне електрообладнання ТП піддається капітальним ремонтам, як правило, у терміни [9], зазначені в табл. 1.7.

На відміну від поточного ремонту, середній і капітальний ремонти спрямовані на відновлення частково або повністю витраченого механічного та комутаційного ресурсу обладнання. Після закінчення ремонту проводиться складання обладнання, його налагодження й випробування. Основне обладнання підстанцій після попереднього приймання з ремонту перевіряють у роботі під навантаженням протягом 24 годин. Висновок про придатність обладнання до експлуатації визначається на підставі порівняння результатів випробувань з чинними нормами, результатами попередніх випробувань, а також вимірами, отриманими на однотипному обладнанні. Випробування нетранспортового обладнання проводиться пересувними електротехнічними лабораторіями. Крім планово-запобіжного ремонту в практиці виконуються наплановані ремонти енергосистем: аварійно-відновлювальні та позапланові.

Таблиця 1.7

**Терміни проведення капітального ремонту основного електрообладнання
ТП електрифікованих залізниць**

Найменування обладнання	Термін проведення
1. Трансформатори силові: з пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН), тягові напругою 35 кВ і вище; інші; трансформатори, контрольовані методом хроматографії	Через 12 років після введення в експлуатацію, потім – за результатами випробувань За результатами випробувань і станом Поточний ремонт 1 раз на 8 років
2. Напівпровідникові перетворювачі	1 раз на 8 років
3. Вимикачі змінного струму і їх приводи	Масляні – 1 раз на 8 років Вакуумні, повітряні, елегазові – 1 раз на 6 років
4. Швидкодіючі вимикачі	1 раз на 6 років
5. Вимірювальні трансформатори	1 раз на 8 років
6. Роз'єднувачі та їх приводи	1 раз на 8 років
7. Розподільчі пристрої напругою вище 1 000 В: збірні та з'єднувальні шини підвісні та опорні ізолятори (крім скляних) штирьові ізолятори 6–10 кВ шинних мостів, ізолятори ШТ-35, ИЩД-35	За результатами випробувань, але не рідше 1 разу на 8 років
8. Відокремлювачі й короткозамикачі 35–220 кВ, ПКЗ-73	1 раз на 3 роки
9. Силові кабелі напругою 0,4–35кВ , кабелі відсмоктувальних ліній	1 раз на 6 років
10. Електродвигуни та генератори	За станом
11. Згладжувальні пристрої	За результатами випробувань
12. Акумуляторні батареї	За станом

Аварійно-відновлювальний ремонт – це ліквідація наслідків аварій або усунення отриманих пошкоджень, що вимагають негайної зупинки обладнання, за надзвичайних обставин (загоряння, перекриття ізоляції та ін.). Обладнання зупиняється в ремонт без отримання дозволу диспетчера.

Позапланові ремонти узгоджуються з диспетчером дистанції електропостачання й оформляються відповідною заявкою. Їх проводять для усунення різних неполадок у роботі обладнання, а також після використання ним комутаційного ресурсу. Так, залежно від типу, вимикачі напругою 10–220 кВ виводять під позаплановий ремонт після відключення 6–10 коротких замикань при номінальному струмі відключення.

1.6.1. Обґрунтування необхідності вдосконалення системи планово-запобіжного ремонту ТП

Основним завданням технічного обслуговування і ремонту обладнання ТП є підтримання працездатного технічного стану протягом міжремонтного періоду на заданому рівні, встановленому технічною документацією.

Основним способом ТО і Р на сьогодні є ПЗР, коли стан пристроїв оцінюється за виробленим ресурсом або за напрацюванням. При цьому ПЗР проводиться у фіксований, заздалегідь встановлений час незалежно від виробленого ресурсу системи, а при відмовах пристрою здійснюється аварійне відновлення.

Як було зазначено раніше, система ПЗР дозволяє:

- знижувати ймовірність раптової відмови устаткування й мінімізувати час простою його в ремонтах;
- розробляти керовану й прогнозовану на тривалий період ремонтну програму обладнання ТП;
- здійснювати довгострокове планування профілактичних заходів та попередню підготовку ремонтних робіт обладнання ТП, прогножуючи матеріальні, фінансові й трудові ресурси та необхідні капітальні вкладення.

Оскільки при системі ПЗР періодичність усіх робіт жорстко регламентована й не залежить від фактичного стану пристроїв, це призводить до високих експлуатаційних витрат. Хоча ця система зменшує інтенсивність поступових відмов, але не завжди впливає на

раптові відмови. Причому, чим складніше пристрій і чим нижче кваліфікація обслуговуючого персоналу, тим більший відсоток відмов через вплив людського фактора. Процес ТО при виборі профілактичної стратегії включає регламентні роботи, додаткові роботи, роботи з відновлення пристроїв після відмов і комплексні перевірки стану пристроїв.

За даними, що наведені в [30, 31], порівнюючи систему ПЗР та систему обслуговування за фактичним технічним станом (ОФТС), можна виділити основні переваги другого підходу:

- при ПЗР приблизно 50 % робіт виконується без фактичної на те необхідності;
- при ПЗР спостерігається зниження надійності устаткування відразу після проведення ремонту;
- при ПЗР виконується заміна деталей з великим залишковим ресурсом.

Обсяг роботи за такої стратегії по ТО $S_{i(t)}$ на певному об'єкті i за час t визначається кількістю і трудомісткістю окремих операцій, їх періодичністю та обчислюється формулою

$$S_{i(t)} = \sum_{j=1}^k \frac{T_{pj}}{t_{pj}} + \sum_{c=1}^v T_{ДС} + S_{с.в.i} m_i + S_{ni} n_i, \quad (1.27)$$

де T_{pj} – нормований час виконання однієї регламентної роботи ($j = 1, 2 \dots k$);

k – число виконуваних робіт;

t_{pj} – періодичність j -ї регламентної роботи;

$T_{ДС}$ – нормований час виконання C -ї додаткової роботи за планом підвищення надійності, у якому v – обсяг робіт;

$S_{с.в.i}$ – середні витрати праці на відновлення i -го об'єкта після відмови;

m_i – середнє число відмов за період t ;

S_{ni} – витрати праці на комплексну перевірку пристроїв на i -му об'єкті;

n_i – кількість комплексних перевірок за час t .

Аналіз витрат праці технічного персоналу дистанцій електропостачання на ТО і Р при використанні профілактичної стратегії показує,

що на ці роботи витрачається до 80 % сумарного часу, що визначається формулою (1.27). Тому основна увага при оптимізації системи ТО і Р має приділятися вдосконаленню й можливому скороченню обсягу ТО і Р. Для цього, як видно з формули (1.27), є три шляхи:

- скорочення набору регламентних робіт j ;
- керування періодичністю регламентних робіт t_{pj} ;
- зниження трудомісткості T_{pj} окремих операцій за рахунок вдосконалення технології виконання робіт.

При профілактичній стратегії неминуче виникають непродуктивні часові витрати, які поділяються:

- на втрати, викликані низькою кваліфікацією і недостатнім досвідом працівників (збільшення наднормативного часу виконання окремих технологічних операцій, брак у роботі, виправлення браку в роботі тощо);
- втрати, зумовлені недосконалим характером технологічного процесу (ручний спосіб вимірів, низька роздільна здатність і великі похибки вимірювальних приладів викликають необхідність багаторазового повторення одних і тих самих технологічних операцій; інформація про відмови, яка надходить від експлуатаційного штату, потребує уточнення й може викликати прийняття нераціональних рішень);
- втрати, пов'язані з неоптимальним плануванням робіт (непродуктивні пересування експлуатаційного штату при переході від одних пристроїв до інших або з одного виду робіт на інший);
- втрати, викликані причинами, не залежними від експлуатаційного штату (порушення графіка виконання робіт через погані погодні умови, вихід з ладу інструменту, не передбачені збої та зміни у графіку руху поїздів, відключення електроенергії, неузгодженість у діях різних служб тощо).

Система ПЗР має ще такі недоліки:

- планування профілактичних робіт здійснюється регламентовано і не залежить від фактичного технічного стану електрообладнання до моменту початку ремонту;
- плани-графіки профілактичних робіт не встановлюють пріоритету виведення в ремонт різних видів електрообладнання;
- система ПЗР не виключає можливості застосування технічної діагностики, однак вона не вирішує питання про використання її результатів;

- при складанні планів-графіків не враховується низка обмежень (технологічних, матеріальних, часових, трудових), а також не передбачається їх оптимізація з позиції раціонального управління експлуатацією і більш повного витрачання ресурсу кожної одиниці електроустаткування;
- пропорційно зростанню кількості електрообладнання збільшується і загальна трудомісткість профілактичних робіт, що вимагає значного збільшення чисельності ремонтного персоналу;
- при проведенні ТО і Р через отримані статистичним шляхом регламентовані усереднені періоди навіть за наявності поправкових коефіцієнтів на умови й режими експлуатації без точного визначення фактичного технічного стану не можна гарантувати, що в міжремонтний період не виникатимуть відмови окремих вузлів або одиниць електроустаткування;
- у структурі ремонтних циклів не враховується фактичний час роботи електрообладнання.

Принципові положення системи ПЗР не змінювалися впродовж кількох десятиліть, а лише уточнювалися нормативи з періодичності й обсягу профілактичних робіт залежно від зміни режимів використання та конструкції електрообладнання.

Неадекватність існуючої системи ПЗР в енергетиці умовам переходу країни до ринкової економіки можна оцінити шляхом порівняння чинників, які характеризують зміни у сфері економіки, електроенергетики й системи ТО і Р [32]. Вказані порівняння наведені в табл. 1.8–1.10.

Таблиця 1.8

Зміна умов функціонування електроенергетики

Ретроспективні умови	Сучасні умови
1. Планова економіка	Ринкова економіка
Адміністративні методи управління	Економічні методи управління
2. Високий рівень енергоспоживання	Зниження рівня енергоспоживання
Прагнення до випереджального розвитку електроенергетики	Заморожування розвитку електроенергетики

Ретроспективні умови	Сучасні умови
3. Виражена нерівномірність сезонних графіків навантажень	Збереження відносної нерівномірності сезонних графіків навантажень
Гранична напруженість осінньо-зимового максимуму навантажень	Зниження напруженості осінньо-зимового максимуму навантажень
4. Низький рівень резервів генеруючих потужностей	Збільшення резервів генеруючих потужностей
5. Відносно високий коефіцієнт заповнення добових графіків навантажень	Зниження коефіцієнта заповнення добових графіків навантажень

У табл. 1.8 викладено зміни умов функціонування електроенергетики в ретроспекції й для сучасного періоду. Зміни загальної ситуації в економіці наклали свій відбиток на умови функціонування електроенергетики за основними чинниками, пов'язаними з економікою й методами управління. Значно впливають на енергетику нові відносини між виробниками й споживачами енергії, існуючі умови завантаження енергоблоків, характеристики якості енерговиробництва залежно від пікових сезонних і добових навантажень.

Вказані чинники безпосередньо вплинули на зміну умов проведення ремонту електроустаткування, основних принципів його організації, планування й управління (табл. 1.9).

В умовах експлуатації на рівень надійності об'єктів ТП значно впливає також якість і ефективність проведення робіт з ТО і Р.

Розглянемо роботу одного із силових трансформаторів ТДТН-25000/150-70 У1 ТП постійного струму (ЕЧ-2) за період експлуатації з 2007 по 2012 рік. За цей час виконувалося шість поточних ремонтів, була відмова в роботі та проводилось ТО і міжремонтні випробування згідно з «Інструкцією з технічного обслуговування тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» ЦЕ-0024; «Технологічних карт поточного ремонту обладнання тягових підстанцій залізниць» ЦЕ-0040; «Типових норм часу на поточний ремонт обладнання та пристроїв тягових підстанцій електрифікованих залізниць».

Зміна умов ремонту електроустаткування

Ретроспективні умови	Сучасні умови
1. Жорсткі обмеження за величиною і сезонною тривалістю ремонту	Можливість проведення ремонтів впродовж року зі зняттям вимушеної піковості і обмежень
2. Сезонне пікове використання матеріальних, трудових і фінансових ресурсів таке, що призводить до необхідності їх концентрації, це стосується і ремонтного персоналу	Створення умов для рівномірного використання матеріальних, трудових і фінансових ресурсів, зміна функцій підрядних ремонтних організацій і власного ремонтного персоналу
3. Необхідність створення значних запасів матеріалів і запасних частин	Відсутність об'єктивної необхідності в наявності тривалих запасів матеріалів і запасних частин
4. Наявність дефіцитних і фондowych матеріалів і запасних частин	Ширші можливості придбання будь-яких матеріалів і запасних частин
5. Витратна система фінансування ремонтних робіт, визначувана нормою амортизаційних відрахувань від величини основних виробничих засобів	Об'єктивна необхідність застосування противитратних методів управління і фінансування ремонтних робіт

У реальних умовах експлуатації нормо-години на виконання планових ремонтів збільшуються на деякий коефіцієнт K_n , що пов'язано з недосконалістю системи ПЗР, відсутністю сучасних діагностичних приладів, інструменту та обладнання, запасних частин, недостатнім рівнем професійної підготовки та виробничого досвіду персоналу тощо.

Тривалість виконання поточного ремонту та міжремонтних випробувань згідно з [22] наведена в табл. 1.10.

Таким чином, неадекватність існуючої системи ПЗР сучасним умовам експлуатації обладнання ТП має багатоплановий характер. Ця система залежить від багатьох зовнішніх і внутрішніх факторів, які негативно впливають на стан тягового електропостачання залізниць. Тому вдосконалення системи ПЗР електроустаткування є одним з основних завдань галузі.

Таблиця 1.10

**Типові норми часу на поточний ремонт, міжремонтні випробування
силового трансформатора ТДТН-25000/150-70 У1
та середній час відновлення після відмови**

Показник	Нормо-годин		Нормо-діб	
	згідно з НТД	фактично $K_n \approx 1,3$	згідно з НТД	фактично $K_n \approx 1,3$
Поточний ремонт трансформатора	6,680	8,684	0,278	0,362
Міжремонтні випробування	7,476	9,718	0,312	0,404
Середній час відновлення після відмови	100	130	4,166	5,416

Усе викладене вище свідчить про необхідність удосконалення системи ПЗР електроустаткування шляхом розробки й застосування її нових форм, що забезпечують зниження витрат на ТО і Р при одночасному збільшенні надійності експлуатації електрообладнання [11, 33].

Завдання вдосконалення існуючої системи ТО і Р полягає в переході від системи ПЗР з жорсткою структурою ремонтного циклу до системи, яка враховує досягнутий електроустаткуванням міжремонтний ресурс, що визначається за результатом діагностування сучасними приладами. Вибір стратегії системи ТО і Р для конкретного електрообладнання повинен ґрунтуватися на економіко-математичних розрахунках, у яких враховуються реальні показники пристроїв та фактичний технічний стан обладнання ТП.

1.7. Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання з урахуванням фактичного технічного стану

Утримання технічного обладнання залізничного транспорту на високому експлуатаційному рівні неможливе без об'єктивної інформації про його фактичний стан. Об'єкти залізничного транспорту містять велику кількість пристроїв, тривала експлуатація яких без належ-

ного діагностування технічного стану може призвести до виходу їх з ладу та значних матеріальних збитків. Для реалізації ефективного діагностування цих пристроїв необхідна інтелектуалізація електричних мереж. При розробці проектів з інтелектуалізації електричних мереж необхідно вивчати світовий досвід розвитку концепцій Smart Grid. Керування повинно здійснюватися всією системою електропостачання залізниць, яка зрештою повинна стати повністю автоматичною, а всі наявні автоматизовані системи (АСДУ, АСУТП, системи моніторингу, системи керування даними, системи діагностування тощо) є лише інструментом для досягнення поставлених цілей. Інтегровані в єдину платформу існуючі автоматизовані інформаційні системи дистанції електропостачання дозволять по-новому підходити до побудови електричних мереж та контролю їх роботи. Інтелектуальна електрична мережа залежно від умов, що склалися, у автоматичному режимі повинна здійснювати зміну конфігурації системи електропостачання з метою досягнення мінімуму витрат енергоресурсів без зниження надійності роботи, у тому числі: керування системою електропостачання дистанції, діагностування стану електротехнічного електрообладнання ТП, а також організацію, планування та проведення ТО і Р обладнання.

Регламентоване обслуговування, що виконується згідно з інструкціями на обладнання, у цілому призначене забезпечувати його працездатність. Проте інколи таке обслуговування призводить до невіправданих витрат, оскільки за реальним технічним станом пристрій в момент проведення робіт може й не потребувати технічного обслуговування, а замінювані деталі ще не досягли критичної межі зносу. Однак поступове старіння парку устаткування й зниження запасів міцності гостро ставлять питання оцінки його стану й рівня ризику його експлуатації за межами нормованого терміну служби. Розвиток вільного ринку електроенергії і збільшення фінансового тиску стали додатковими чинниками, які, з одного боку, максимально підсилюють необхідність продовження термінів служби устаткування, а з іншого – спрямовані на зниження експлуатаційних витрат на його технічне обслуговування і ремонт. Необхідність розв'язання цієї суперечності приводить до формування нового підходу в оцінці стану устаткування.

В основі нових пропонованих методів управління й прийняття рішень, що формуються сьогодні, лежить аналіз ризиків експлуатації

старого устаткування або устаткування з певними дефектами (обслуговування устаткування за фактичним технічним станом). Метою ТО і Р за фактичним технічним станом є забезпечення необхідного рівня надійності при зниженні експлуатаційних витрат. При цьому признають необхідні роботи з ТО і Р залежно від реального технічного стану конкретного об'єкта й передбачуваної зміни його стану в процесі експлуатації. Цей метод полягає в контролі за технічним станом устаткування з використанням сучасних засобів технічної діагностики та проведенням ремонтних робіт лише тоді, коли вони дійсно необхідні (рис. 1.19).

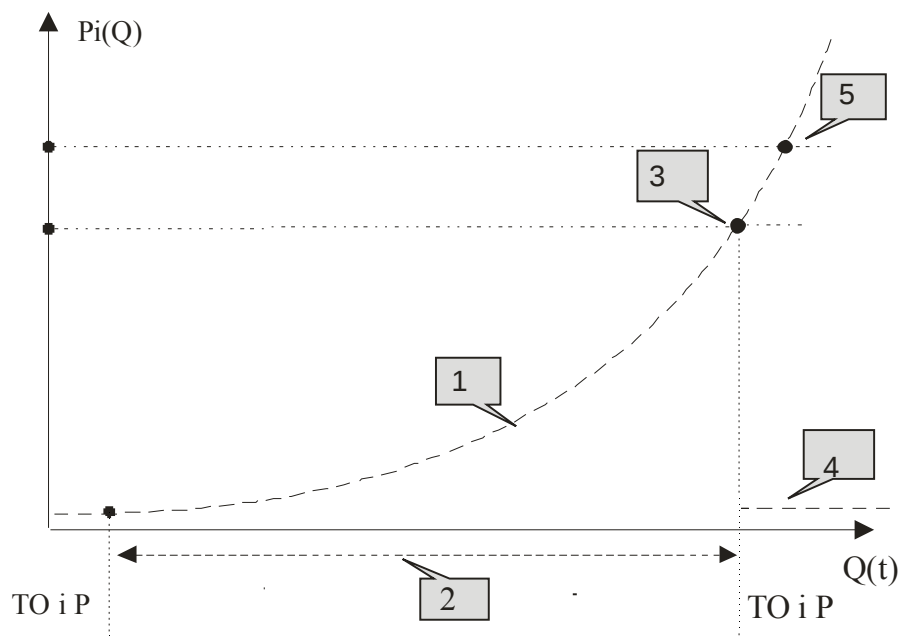


Рис. 1.19. Обслуговування пристроїв за фактичним технічним станом:

$P_i(Q)$ – узагальнений показник ресурсу пристрою; 1 – зміна технічного стану обладнання пристрою $Q(t)$; 2 – моніторинг та діагностування технічного стану обладнання; 3 – передвідмовний стан пристрою; 4 – відновлення ресурсу; 5 – відмова пристрою

У результаті проведення безперервної діагностики експлуатованого устаткування можна досягти зниження обсягів робіт за рахунок систематичного зменшення причин виникнення дефектів.

Накопичений світовий досвід застосування ТО і Р за фактичним технічним станом дозволяє дати таку узагальнену оцінку ефективності цього методу [34, 35]:

- зниження витрат на обслуговування на 75 %;
- зниження кількості обслуговувань на 50 %;
- зниження кількості відмов на 70 % за перший рік роботи.

Порівняльний аналіз різних методів обслуговування устаткування, за даними Асоціації відкритих систем управління інформацією про стан машин «MIMOSA», показав, що питомі витрати на ТО і Р в енергетичному секторі США склали в 1998 р.:

- 24 \$ на 1 кВт – при функціонуванні устаткування до виходу з ладу;
- 18 \$ на 1 кВт – при ТО і Р на базі планово-запобіжних ремонтів;
- 12 \$ на 1 кВт – при ТО і Р на базі оцінки фактичного стану устаткування.

Інший приклад економічного ефекту від переходу з обслуговування і ремонту за регламентом на ремонт і обслуговування за фактичним станом за даними фірми «Brueel and Kjaer» (Данія) [36] наведено в табл. 1.11.

Таблиця 1.11

Річний економічний ефект від переходу з ТО і Р за регламентом на ТО і Р за фактичним станом

Підприємство	Економічний ефект
Хімічний комбінат (електричні машини)	Зниження кількості ТО і Р з 274 до 14
Нафтопереробний комбінат (ел. обладн.)	Зниження затрат на ТО і Р на 75 %
Паперова фабрика (електрообладнання)	Економія 250 000 \$, що в 10 разів перекрыло затрати на закупівлю засобів для моніторингу
Атомна електростанція (електрообладнання)	Економія 3 000 000 \$ за рахунок зниження затрат на ТО і Р
Залізничний транспорт	Зниження кількості ТО і Р на 15 %
Коефіцієнт окупності вкладених коштів	Більше 10 разів

Також при переході на технічне обслуговування за фактичним станом в одному лише депо «Московка» Західно-Сибірської залізниці (Росія) отримано економічний ефект 1,5 млрд руб. [37].

Розглянутий досвід показує, що для вирішення проблеми своєчасного відновлення ресурсу та підвищення надійності пристроїв електропостачання залізниць, скорочення витрат, пов'язаних з ремонтом і простоями, необхідно переходити від регламентованого ТО і Р до інтелектуальної системи обслуговування за фактичним технічним станом.

Доцільність розробки проектів з інтелектуалізації електричних мереж дистанції електропостачання, у тому числі й ТП, також підтверджується аналізом роботи господарства електрифікації та електропостачання залізниць України [1, 24]:

- більше половини парку електроустаткування ТП відпрацювала призначений ресурс;
- темпи старіння обладнання ТП вищі за темпи оновлення;
- необхідність економії засобів на технічне обслуговування і ремонт.

Сьогодні підтримка необхідного рівня надійності енергетичного устаткування в процесі експлуатації забезпечується, по-перше, за рахунок значних коефіцієнтів запасу, які закладені при його створенні, а по друге, системою технічного обслуговування і періодичних ремонтів, яка базується на проведенні планових профілактичних робіт після напрацювання певного часу (система планово-запобіжних ремонтів).

В основу діючої системи ТО і Р ТП, згідно з «Інструкцією з технічного обслуговування і ремонту обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» ЦЕ-0024 [9], покладено поєднання технічного обслуговування й планово-запобіжних ремонтів. Залежно від важливості призначення устаткування в технологічному процесі, планово-запобіжний ремонт може проводитися за методом планово-періодичного ремонту й ремонту за технічним станом.

Згідно з вимогами названої Інструкції (п. 4.14.7), ремонт обладнання за технічним станом виконується у випадку виявлення при оглядах несправностей, що загрожують нормальній роботі обладнання, після відмов у роботі обладнання та пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗА), у разі пошкодження обладнання аварійними струмами, атмосферними й комутаційними впливами, а також при виробітку встановленого механічного й комутаційного ресурсу.

Як бачимо, питання визначення фактичного технічного стану обладнання за допомогою діагностування, вимірів, випробувань тощо не розглядається, а ТО і Р виконується за фактом пошкодження обладнання, його несправного стану або непрацездатності.

Вищерозглянутий закордонний досвід обслуговування за фактичним технічним станом дозволяє, з одного боку, забезпечити працездатність техніки, з іншого – заздалегідь підготуватися до проведення ТО і Р та мінімізувати витрати на нього.

Однак планування ТО і Р пристроїв ТП досить складне у зв'язку з тим, що стан кожного з об'єктів контролюється множиною показників, за кожним з яких повинна розраховуватися дата наступного ТО і Р або іншого виду обслуговування. В існуючій на ТП системі ТО і Р необхідно шукати резерви для скорочення витрат. У цьому напрямку, в першу чергу, згідно з [37], необхідно забезпечити прозорість і обґрунтованість ремонтної програми:

1. Прозорість витрат на ТО і Р – це розуміння того, на що, на які об'єкти і які роботи плануються засоби ремонтного фонду, скільки коштує кожна з цих робіт.

2. Обґрунтованість витрат на ТО і Р – це усвідомлений вибір між витратами на підтримку працездатності устаткування й розміром ризику в разі невиконання ремонту.

Для забезпечення прозорості й обґрунтованості витрат на ТО і Р ТП необхідно:

- впровадити пооб'єктне планування ремонтного фонду;
- прив'язати витрати на ремонт до технічного стану й фактичного завантаження обладнання;
- впровадити оцінку ризику невиконання ремонтів і систему прийняття рішень на основі ризиків.

Проведений аналіз показує, що найбільш прогресивна система технічного обслуговування і ремонту – це система, що базується на встановленні фактичного технічного стану обладнання. Основою для побудови такої системи служать методи технічної діагностики. Сучасний рівень і перспективи розвитку засобів діагностики, дефектоскопії і автоматизованого контролю в електропостачанні залізниць відкривають реальні можливості застосування в недалекому майбутньому методів технічного обслуговування й ремонту устаткування за технічним станом у широких масштабах.

Стосовно електрообладнання принципово важливо визначити, які параметри контролювати і які чинники враховувати при оцінці його технічного стану, тобто слід вирішити питання про глибину діагностування. Як відомо, широко розглядаються механічні (вібраційні), теплові, електричні й інші чинники, що мають різну фізико-хімічну природу. При цьому згадані чинники призводять до зміни окремих властивостей електроустаткування. У цьому випадку оцінка технічного стану за окремими властивостями електрообладнання виконується більш-менш задовільно. Проте загальна оцінка технічного стану пристрою надзвичайно ускладнена через необхідність зіставлення

показників різної фізичної природи й відсутність між ними кореляційних залежностей. Ця проблема змушує шукати інший підхід до загальної оцінки технічного стану електрообладнання. Одним з напрямків вирішення цієї проблеми є доцільність прийняття як інтегральної оцінки технічного стану електрообладнання значення спрацьованого (залишкового) ресурсу. Спрацьований (залишковий) ресурс визначається за результатами експлуатаційного контролю параметрів пристрою в перехідних і стаціонарних режимах роботи.

У системі ремонту електроустаткування за технічним станом питання про призначення термінів ТО і Р конкретним видам устаткування повинне визначатися не регламентним графіком ПЗР, а їх фактичним технічним станом. У той же час періодичне діагностування виконується у рамках технічного обслуговування за планом, який включається в календарні графіки. Безперервне діагностування в процесі експлуатації найбільш ушкоджуваних і відповідальних елементів електрообладнання ТП за технічним станом можливо впровадити за допомогою застосування запропонованої автором концепції інтелектуальної системи ТО і Р, моніторингу та діагностування обладнання ТП.

На початковому етапі впровадження системи ТО і Р електроустаткування за фактичним технічним станом доцільно зберегти планування основних ремонтних показників (ремонтного циклу, міжремонтного періоду, трудомісткості, об'єму складських запасів матеріалів і запасних частин). Проте в ремонтний цикл як основну операцію технічного обслуговування необхідно включити графік контролю технічного стану електрообладнання ТП, сформований за допомогою інтелектуальної системи моніторингу й діагностування обладнання [35–42]. У результаті прогнозування технічного стану на підставі діагностування міжремонтний період кожного виду електрообладнання необхідно коригувати залежно від його фактичного технічного стану. У процесі накопичення діагностичної інформації про відпрацьований або залишковий ресурс різного електроустаткування можуть бути внесені корективи у встановлені системою ПЗР нормативи періодичності й обсягу ТО і Р. При подальшому глибокому розвитку й впровадженні методів і засобів технічної діагностики можна буде відмовитися від регламентного календарного планування термінів ремонту, замінивши його на календарне планування діагностичних перевірок.

Поняття та показники надійності технічного об'єкта ТП

Поняття надійності пов'язане із здатністю технічного засобу виконувати покладені на нього функції протягом необхідного часу і з необхідною якістю, зберігаючи свої основні характеристики у встановлених межах.

З перших кроків розвитку техніки стояло завдання зробити технічний пристрій таким, аби він працював надійно. З розвитком і ускладненням техніки ускладнювалася і розвивалася проблема її надійності. Для її вирішення була потрібна розробка наукових основ нового наукового напрямку – науки про надійність. Предмет дослідження цієї науки – вивчення причин, що викликають відмови об'єктів, визначення закономірностей, яким вони підпорядковуються, розробка способів кількісного виміру надійності, методів розрахунку і випробувань, розробка методів і засобів підвищення надійності.

Розрізняють загальну теорію і прикладні теорії надійності.

Загальна теорія надійності має три складові:

1. *Математична теорія надійності*. Визначає математичні закономірності, яким підпорядковуються відмови, і методи кількісного виміру надійності, а також інженерні розрахунки показників надійності.

2. *Статистична теорія надійності*. Обробка статистичної інформації про надійність. Статистичні характеристики надійності й закономірності відмов.

3. *Фізична теорія надійності*. Дослідження фізико-хімічних процесів, фізичних причин відмов, впливу старіння й міцності матеріалів на надійність.

Прикладні теорії надійності розробляються в конкретній області техніки для об'єктів цієї області. Наприклад, існує теорія надійності систем управління, теорія надійності електронних пристроїв, теорія надійності машин і ін. Надійність також пов'язана з ефективністю техніки (наприклад, з економічною ефективністю).

Недостатня надійність технічного засобу має такі наслідки:

- зниження продуктивності через простой (вихід з ладу);
- зниження якості результатів використання технічного засобу через погіршення його технічних характеристик внаслідок несправностей;
- витрати на ремонти технічного засобу;
- втрата регулярності здобуття результату (наприклад, зниження регулярності перевезень для транспортних засобів);
- зниження рівня безпеки використання технічного засобу тощо.

Показники надійності – це кількісна характеристика однієї або декількох властивостей, які визначають надійність. Надійність є складною властивістю, і тому її неможливо охарактеризувати яким-небудь одним показником. Нині в теорії надійності застосовуються різні показники.

Оскільки показником надійності є кількісна характеристика, то в надійності широко застосовуються методи теорії ймовірності й математичної статистики, тому характеристики мають ймовірнісне і статистичне тлумачення. Ймовірнісне визначення показників надійності зручне при теоретичному аналізі, а статистичне – при їх визначенні з експерименту. Усі показники надійності можна описати такими, що складаються з двох груп – одиничні й комплексні.

Одиничний показник надійності – показник надійності, що характеризує одну з тих властивостей, що визначають надійність об'єкта. Одиничні показники визначають такі властивості надійності, як: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і збережуваність. У свою чергу, ці властивості визначаються за допомогою цілого ряду кількісних показників, знаючи які ми можемо порівнювати різні об'єкти надійності між собою.

Комплексний показник надійності – показник надійності, що характеризує декілька властивостей, що визначають надійність об'єкта.

2.1. Система стандартів «Надійність у техніці»

Система стандартів «Надійність у техніці» призначена забезпечити ефективність організаційних, конструкційних, технологічних і експлуатаційних заходів, спрямованих на досягнення оптимального

рівня надійності об'єктів, а також об'єктивність і порівнянність результатів контролю й випробувань на надійність [23].

У систему стандартів «Надійність у техніці» входять технічні й організаційно-методичні стандарти, об'єкти стандартизації яких належать до класифікаційних груп, вказаних у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Класифікаційні групи системи стандартів «Надійність у техніці»

Код групи	Класифікація групи об'єктів стандартизації
0	Загальні питання надійності
1	Нормування надійності
2	Методи розрахунку надійності
3	Методи забезпечення надійності
4	Випробування і контроль надійності
5	Збір і обробка інформації щодо надійності
6-9	Резерв

У теорії надійності існує своя, у певних випадках специфічна, термінологія, що визначається ГОСТ 27.002-89. У цій термінології всі вироби (деталь, вузол, апарат, агрегат, машина, система машин) називаються об'єктом.

Кожен об'єкт характеризується якісними й кількісними показниками (параметрами), які визначаються нормативними документами (зокрема, експлуатаційною документацією). Параметри характеризують усі кількісні та якісні властивості об'єкта. Але серед них є вихідні параметри, які в разі невідповідності їх НТД впливають на використання об'єкта за призначенням, а є параметри, які не впливають на використання об'єкта за призначенням.

Справний стан – стан об'єкта, при якому він відповідає усім вимогам нормативно-технічної і (чи) конструкторської (проектної) документації.

Несправний стан – стан об'єкта, при якому він не відповідає хоча б одній з вимог нормативно-технічної і (чи) конструкторської (проектної) документації.

Працездатний стан – стан об’єкта, при якому значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам нормативно-технічної і (чи) конструкторської (проектної) документації. Таким чином, поняття працездатності об’єкта пов’язане не лише із здатністю працювати, тобто виконувати необхідні функції, але і з тим, щоб вихідні параметри об’єкта знаходилися у встановлених межах.

Непрацездатний стан – стан об’єкта, при якому значення хоча б одного параметра, що характеризує здатність виконувати задані функції, не відповідає вимогам нормативно-технічної і (чи) конструкторської (проектної) документації.

Порушення працездатності об’єкта характеризується ушкодженням або відмовою.

Ушкодження – подія, що полягає в порушенні справного стану при збереженні працездатності об’єкта.

Відмова – подія, що полягає в порушенні працездатності об’єкта. Будь-яка відмова виникає або може виникнути через деякий проміжок часу, який є випадковою величиною і оцінюється напрацюванням. Різні відмови мають і різні наслідки – від незначних відхилень у роботі об’єкта до аварійних ситуацій.

У разі відмови працездатність об’єкта може бути відновлена або не відновлена залежно від конкретної ситуації. Об’єкт, працездатність якого може бути відновлена, називається відновлюваним, а якщо не може бути відновлена – невідновним.

Кожен об’єкт характеризується напрацюванням на відмову або терміном служби. Напрацювання визначається в годинах, числом робочих циклів, числом перемикачів і так далі. Напрацювання розрізняють:

- для *невідновних об’єктів* – «напрацювання повністю», тобто від початку експлуатації до першої відмови;

- для *відновлюваних об’єктів* – «напрацювання на відмову», тобто від закінчення відновлення його працездатності після відмови до виникнення наступної відмови.

Сумарне напрацювання об’єкта від початку його експлуатації до досягнення граничного стану називається *ресурсом*.

Термін служби – календарна тривалість експлуатації об’єкта від її початку або відновлення після середнього або капітального ремонту до настання граничного стану.

Граничний стан – стан об’єкта, при якому його подальша експлуатація має бути припинена через:

- неусувне порушення вимог техніки безпеки;
- неусувний відхід заданих параметрів за встановлені межі;
- неусувне зниження ефективності експлуатації;
- необхідність проведення середнього або капітального ремонту;
- інші причини, вказані в НТД.

Для оцінки надійності об'єктів, що перебувають на зберіганні й при транспортуванні, введено поняття «термін збережуваності». Це календарна тривалість зберігання і (чи) транспортування об'єкта, протягом якої зберігаються в заданих межах значення параметрів, що характеризують здатність об'єкта виконувати задані функції. Після закінчення терміну збережуваності об'єкт повинен відповідати вимогам безвідмовності, довговічності й ремонтпридатності, встановленим НТД на об'єкт. Розрізняють також поняття: залишковий ресурс, призначений ресурс, призначений термін служби, призначений термін зберігання.

Залишковий ресурс – сумарне напрацювання об'єкта від моменту контролю його технічного стану до переходу в граничний стан. Аналогічно вводяться поняття залишкового напрацювання повністю, залишкового терміну служби й залишкового терміну зберігання.

Призначений ресурс – сумарне напрацювання, досягши якого експлуатація об'єкта має бути припинена незалежно від його технічного стану.

Призначений термін служби – календарна тривалість експлуатації, досягши якої експлуатація об'єкта має бути припинена незалежно від його технічного стану.

Призначений термін зберігання – календарна тривалість зберігання, досягши якої зберігання об'єкта має бути припинене незалежно від його технічного стану.

Після закінчення призначеного ресурсу (терміну служби, терміну зберігання) об'єкт має бути вилучений з експлуатації і має бути прийняте рішення, передбачене відповідною НТД (проведення ремонту, списання, перевірка й встановлення нового призначеного терміну і так далі).

2.1.1. Спостереження за показниками надійності

На практиці використовують сім основних планів спостережень, позначених індексами: $/N, U, N/$; $/N, U, r/$; $/N, U, T/$; $/N, R, r/$; $/N, R, T/$; $/N, M, r/$; $/N, M, T/$, де N – кількість спостережуваних об'єктів;

T – встановлене напрацювання або календарна тривалість спостережень; r – кількість відмов. Букви U , R , M в позначеннях планів спостережень вказують міру й характер відновлення об’єктів у процесі спостереження, а саме: U – невідновні й незамінювані в разі відмови; R – невідновні, але замінювані в разі відмови; M – відновлювані в разі відмови.

Визначимо для прикладу деякі з них:

- $/N, U, N/$ – під спостереження поставлено N об’єктів, спостереження ведуться за усіма об’єктами до досягнення ними граничного стану. Об’єкти, що відмовили, не відновлюються і не замінюються новими;

- $/N, R, r/$ – під спостереження поставлено N об’єктів, спостереження ведуться до виникнення r відмов або граничних станів. Об’єкти, що відмовили, не відновлюються, але замінюються новими;

- $/N, M, T/$ – під спостереження поставлене N об’єктів, спостереження ведеться протягом часу T . Об’єкти, що відмовили, відновлюються.

2.2. Показники надійності та методи їх визначення

Складові надійності та їх показники для невідновних і відновлюваних об’єктів наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Складові надійності для невідновних і відновлюваних об’єктів

Складові надійності	Показники надійності для об’єктів	
	невідновних	відновлюваних
Безвідмовність	$P(t)$ – вірогідність безвідмовної роботи	
	$T_{\text{ср}}$ – середнє напрацювання до відмови	T_O – напрацювання на відмову
	$\lambda(t)$ – інтенсивність відмов	ω – параметр потоку відмов

Складові надійності	Показники надійності для об'єктів	
	невідновних	відновлюваних
Довговічність	Збігаються з показниками безвідмовності	T_p – середній ресурс T_{cl} – середній термін служби
Ремонтопридатність	–	T_B – середній час відновлення
Збережуваність	T_C – середній термін збереженості	
Безвідмовність і ремонтпридатність (комплексні показники)	–	K_{Γ} – коеф. готовності K_{TB} – коеф. техн. використання K_{OG} – коеф. оперативної готовності

Показники безвідмовності. Ймовірність безвідмовної роботи (коефіцієнт надійності) $P(t)$ – ймовірність того, що в заданому інтервалі часу t (чи в межах заданого напрацювання) відмови об'єкта не виникне.

$$P(t) = \frac{N(t)}{N(t_0)} = 1 - \frac{n(t)}{N}, \quad (2.1)$$

де $N(t)$, $N(t_0)$ – кількість працездатних об'єктів у момент часу t і в початковий момент часу, тобто при $t = 0$;

$n(t)$ – кількість об'єктів, які відмовили на момент t від початку випробувань або експлуатації.

Ймовірність безвідмовної роботи зменшується зі збільшенням часу роботи або напрацювання об'єкта.

Ймовірність відмови характеризується ймовірністю виникнення відмови на момент часу t

$$Q(t) = 1 - P(t) = \frac{n(t)}{N}, \quad (2.2)$$

де $n(t)$ – кількість об'єктів, які відмовили на момент t від початку випробувань або експлуатації;

N – загальна кількість спостережуваних об'єктів.

Ймовірність виникнення відмови об'єкта зростає із збільшенням терміну експлуатації або напрацювання.

Також ймовірність відмови може бути охарактеризована щільністю ймовірності відмови

$$f(t) = \frac{dQ}{dt} \text{ або } f(t) = \frac{\Delta r(t)}{N\Delta t}, \quad (2.3)$$

де Δr – кількість відмов за проміжок часу Δt ;

N – загальна кількість спостережуваних об'єктів.

Середнє напрацювання на відмову – це відношення напрацювання відновлюваного об'єкта до математичного сподівання кількості його відмов протягом цього напрацювання

$$T_O = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N r_i}, \quad (2.4)$$

де N – загальна кількість об'єктів, поставлених на випробування або в експлуатацію;

t_i – напрацювання i -го об'єкта;

r_i – кількість відмов i -го об'єкта за весь спостережуваний період.

Середнє напрацювання на відмову використовується для характеристики відновлюваних об'єктів.

Середнє напрацювання до відмови (для невідновних об'єктів) T_{cp} – математичне сподівання напрацювання до першої відмови.

При плані спостережень $/N, U, T/$ середнє напрацювання до відмови визначається за формулою

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} P(t)d(t) \text{ або } T_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i + T(N-r)}{r}, \quad (2.5)$$

де t_i – напрацювання i -го об'єкта до відмови;

T – час спостереження;

N – кількість спостережуваних об'єктів;

r – кількість відмов під час спостереження.

При плані спостереження $/N, U, N/$ середнє напрацювання до відмови визначається за формулою

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i = \frac{t_{\text{н}}}{N}, \quad (2.6)$$

де $t_{\text{н}}$ – сумарне напрацювання до першої відмови всіх спостережуваних об'єктів;

N – кількість спостережуваних об'єктів.

Показник $T_{\text{ср}}$ використовується для характеристики надійності невідновних об'єктів.

Середнє напрацювання між відмовами – математичне сподівання напрацювання об'єкта від закінчення відновлення його працездатного стану після відмови до виникнення наступної відмови. Обчислюється як відношення сумарного напрацювання об'єкта між відмовами за даний період до відмов за цей самий період

$$T = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r t_i. \quad (2.7)$$

Показники безвідмовності визначають на різних стадіях роботи об'єкта з метою його вдосконалення і контролю нормованих значень при експлуатації.

Інтенсивність відмов. Критерієм відмови називають ознаку або сукупність ознак непрацездатного стану об'єкта, встановлених у нормативно-технічній або конструкторській документації.

Інтенсивність відмов характеризує швидкість виникнення відмов об'єкта в різні моменти часу його роботи

$$\lambda(t) = \frac{\Delta r(t)}{N_{\text{п}} \Delta t}, \quad (2.8)$$

де $\Delta r(t)$ – кількість відмов за проміжок часу Δt ;

$N_{\text{п}}$ – кількість працездатних об'єктів на момент t .

Інтенсивність відмов може бути знайдена теоретично

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (2.9)$$

де $f(t)$ – функція щільності ймовірності напрацювання до відмови;
 $P(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи

$$f(t) = \frac{\Delta r(t)}{N \Delta t}, \quad (2.10)$$

де N – кількість спостережуваних об'єктів.

Щільність розподілу $f(t)$ напрацювання повністю може бути також визначена за ймовірністю відмови

$$f(t) = Q'(t) = \frac{dQ(t)}{d(t)} \text{ або } Q(t) = \int_0^t f(t) dt. \quad (2.11)$$

Ймовірність безвідмовної роботи пов'язана з інтенсивністю відмов одним з основних рівнянь теорії надійності

$$P(t) = e^{(-\int_0^t \lambda(t) dt)}. \quad (2.12)$$

У розглянутих способах оцінки безвідмовності до першої відмови не розрізняють відмови за тяжкістю їх наслідків. У більшості випадків при розробці об'єкта необхідно встановити критерії відмови виробу за економічною доцільністю, вичерпанням ресурсу або іншими характеристиками.

Показники довговічності. *Середній ресурс* – математичне сподівання ресурсу

$$T_p = \frac{\sum_{i=1}^N T_{pi}}{N}, \quad (2.13)$$

де T_{pi} – ресурс i -го об'єкта;

N – кількість об'єктів.

Призначений ресурс – сумарне напрацювання T_{PH} , при досягненні якого застосування об'єкта за призначенням має бути припинено незалежно від його технічного стану.

Встановлений ресурс – технічно обґрунтована або задана величина ресурсу T_{PB} , що забезпечується конструкцією, технологією та експлуатацією, у межах якої об'єкт не повинен досягати граничного стану.

Середній термін служби – математичне сподівання терміну служби

$$T_{сл} = \frac{\sum_{i=1}^N T_{сл.i}}{N}, \quad (2.14)$$

де $T_{сл.i}$ – термін служби i -го об'єкта.

Гамма-процентний термін служби – календарна тривалість експлуатації, протягом якої об'єкт не досягає граничного стану з імовірністю γ , вираженою у відсотках

$$P(T_{сл.\gamma}) = \int_{T_{сл.\gamma}}^{\infty} p(T_{сл}) dT_{сл} = \frac{\gamma}{100}. \quad (2.15)$$

Призначений термін служби – сумарна календарна тривалість експлуатації $T_{сл.П}$, досягши якої застосування об'єкта за призначенням не допускається, незалежно від його технічного стану.

Встановлений термін служби – техніко-економічно обґрунтований або заданий термін служби $T_{сл.В}$, що забезпечується конструкцією, технологією та експлуатацією, у межах якого об'єкт не повинен досягати граничного стану.

Показники ремонтпридатності. *Середній час відновлення* – математичне сподівання часу відновлення об'єкта

$$T_B = \frac{1}{r} \sum_{k=1}^r T_{BK}, \quad (2.16)$$

де T_{BK} – час відновлення k -ї відмови об'єкта;

r – кількість відмов за заданий термін випробувань або експлуатації.

Ймовірність відновлення працездатного стану – ймовірність того, що об’єкт буде відновлений у заданий час t_B . Для більшості об’єктів ймовірність відновлення підпорядковується експонентному закону розподілу

$$P_B(t) = e^{-\lambda t_B}, \quad (2.17)$$

де λ – інтенсивність відмов (приймається постійною).

Комплексні показники. Коефіцієнт готовності K_Γ – ймовірність того, що об’єкт виявиться працездатним у будь-який момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких застосування об’єкта за призначенням не передбачається. Необхідно вказувати інтервал експлуатації об’єкта, на якому слід оцінювати коефіцієнт готовності K_Γ

$$K_\Gamma = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N t_i + \sum_{i=1}^N \tau_i}, \quad (2.18)$$

де t_i – сумарне напрацювання i -го об’єкта в заданому інтервалі експлуатації;

τ_i – сумарний час відновлення i -го об’єкта за той же період експлуатації;

N – кількість спостережуваних об’єктів у заданому інтервалі експлуатації.

З виразу (2.18) випливає, що коефіцієнт готовності об’єкта може бути підвищений за рахунок збільшення напрацювання на відмову і зменшення середнього часу відновлення. Для визначення коефіцієнта готовності необхідний досить тривалий календарний термін функціонування об’єкта.

Якщо на заданому інтервалі експлуатації визначені середнє значення напрацювання на відмову T_O і середній час відновлення об’єкта після відмови T_B , тоді

$$T_\Gamma = \frac{T_O}{T_O + T_B}. \quad (2.19)$$

Коефіцієнт оперативної готовності – ймовірність того, що об’єкт виявиться працездатним у довільний момент часу, крім планованих періодів, протягом яких застосування об’єкта за призначенням не передбачено, та починаючи з цього моменту об’єкт буде працювати безвідмовно протягом заданого інтервалу часу

$$K_{OG} = K_G \cdot P(t_0; t_1), \quad (2.20)$$

де $P(t_0; t_1)$ – ймовірність безвідмовної роботи об’єкта в інтервалі $(t_0; t_1)$;

t_0 – момент часу, з якого виникає необхідність застосування об’єкта за призначенням;

t_1 – момент часу, коли застосування об’єкта за призначенням припиняється.

Коефіцієнт K_G визначають для періоду очікування роботи, що передує моменту t_0 .

Коефіцієнт технічного використання – відношення математичного сподівання напрацювання об’єкта за деякий період експлуатації (T_O) до суми математичних сподівань напрацювання об’єкта, тривалості технічного обслуговування (T_{TO}), планових ремонтів (T_P) і непланових відновлень (T_B) за той же період експлуатації

$$K_{TB} = \frac{T_O}{T_O + T_{TO} + T_P + T_B}. \quad (2.21)$$

Як бачимо з виразу (2.21), коефіцієнт технічного використання характеризує частку часу перебування об’єкта в працездатному стані до загальної (календарної) тривалості експлуатації. Отже, K_{TB} відрізняється від K_G тим, що при його визначенні враховується весь час вимушених простоїв, тоді як при визначенні K_G час простою, пов’язаний з проведенням профілактичних робіт, не враховується. Сумарний час вимушеного простою об’єкта зазвичай включає час:

- на пошук і усунення відмови;
- на регулювання й настроювання об’єкта після усунення відмови;
- для простою через відсутність запасних частин;
- для випробування тощо.

Показники збережуваності. Показниками збережуваності оцінюється здатність об'єкта протистояти негативному впливу умов зберігання та (або) транспортування на показники безвідмовності, довговічності й ремонтпридатності, які були в об'єкта до початку його зберігання і (або) транспортування. Для відновлюваних та невідновних об'єктів основним показником збережуваності є середній термін зберігання T_C – це середня календарна тривалість зберігання та (або) транспортування, протягом і після якої показники безвідмовності, довговічності й ремонтпридатності об'єкта не вийдуть за встановлені межі.

На закінчення розгляду основних показників надійності слід зазначити таке:

- показники надійності об'єктів мають характер системи. Чим більша кількість показників використовується для аналізу надійності об'єкта, тим більш повним стає цей аналіз. Але це не означає, що кожного разу необхідно використовувати весь перелік можливих показників надійності. Цей перелік має бути доцільним, тобто відповідати завданню об'єктивної характеристики властивостей об'єкта;
- у системі показників надійності доцільно виділяти головні показники й допоміжні. Для об'єктів, складних за своєю структурою і багатofункціональних за своїми завданнями, до головних показників належать комплексні показники;
- кількісні значення показників надійності слід задавати з урахуванням двох вимог: з одного боку, показник надійності повинен бути не нижче деякого рівня, який забезпечує необхідну ефективність; з іншого – він не повинен перевищувати цього рівня, бо це призводить до подорожчання об'єкта;
- показник надійності об'єкта завжди повинен бути чітко сформульований. Якщо, наприклад, у НТД вказуються вимоги до напрацювання на відмову (T_O), то обов'язково має бути роз'яснено, що розуміється під відмовою цього об'єкта.

Експлуатаційна надійність електрообладнання тягових підстанцій

На відміну від надійності електрообладнання, що закладена на стадії його проектування й виробництва, необхідно досліджувати надійність електрообладнання, яка проявляється під час експлуатації. Процес експлуатації включає такі елементи: саме електрообладнання, організацію його експлуатації та організацію обслуговування й ремонту.

Розрізняють розрахункову й експлуатаційну надійність енергосистеми та її елементів.

Перша характеризує очікувану надійність електроустановок або енергосистеми в цілому, розраховану з використанням статистичних даних показників експлуатації обладнання енергосистеми. Методично розрахункова надійність може бути поділена на апаратну й схемну. Друга (експлуатаційна надійність) характеризує надійність роботи конкретного обладнання (елемента) енергосистеми, яке реально експлуатується, або надійність системи електропостачання в цілому.

Між розрахунковою та експлуатаційною надійністю є принципова різниця. При проектуванні та розвитку системи тягового електропостачання використовується розрахункова надійність електрообладнання, а при оцінці господарської діяльності експлуатованої електросистеми, з метою розробки заходів щодо поліпшення її роботи, проводиться розрахунок експлуатаційної надійності електроустановок.

Експлуатація здійснює вирішальний вплив на надійність об'єктів, яка забезпечується шляхом:

- дотримання умов і режимів експлуатації (мастило, навантажувальні режими, температурні режими й ін.);
- проведення періодичних технічних обслуговувань з метою виявлення й усунення виникаючих порушень та підтримки об'єкта в працездатному стані;
- систематична діагностика стану об'єкта, виявлення відмов та запобігання їм, зниження шкідливих наслідків відмов тощо;

- проведення профілактичних відновних ремонтів.

Основною причиною зниження надійності в процесі експлуатації є знос і старіння компонентів об'єкта. Знос призводить до зміни параметрів об'єкта, порушення працездатності, поломки, зниження міцності й т.д. Старіння спричиняє зміну фізико-механічних властивостей матеріалів, що викликає несправності або відмови.

Надійність об'єкта на стадії експлуатації можна проілюструвати графіком типової залежності інтенсивності відмов об'єкта від часу експлуатації, наведеним на рис. 3.1.

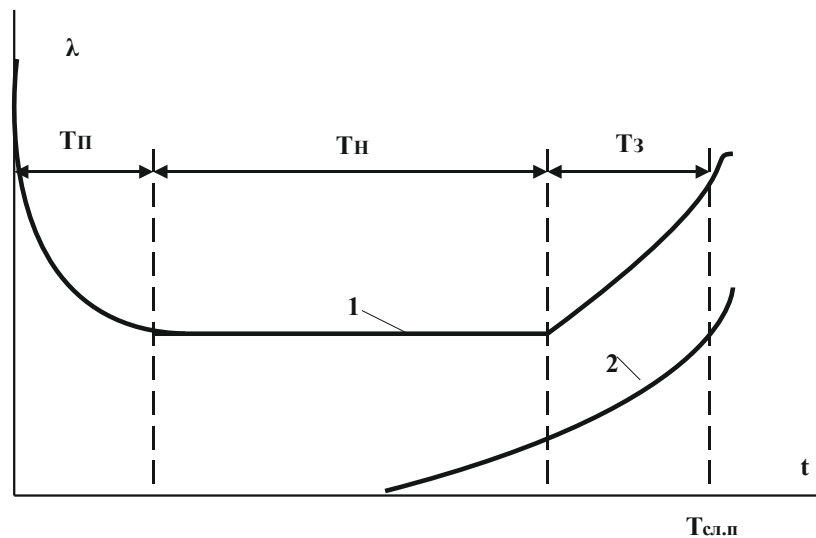


Рис. 3.1. Залежність інтенсивності відмов об'єкта від часу експлуатації:

1 – інтенсивність відмов $\lambda(t)$; 2 – крива старіння; T_p – період приробітку;
 T_n – період нормальної роботи; T_z – період зносу;
 $T_{сл.п}$ – призначений термін служби (сумарна календарна тривалість експлуатації)

У період приробітку надійність, у першу чергу, визначається конструктивно-технологічними факторами, що веде до підвищеної інтенсивності відмов. У міру виявлення та усунення цих факторів надійність об'єкта досягає номінального рівня, який зберігається в тривалому періоді T_n нормальної експлуатації обладнання.

Протягом експлуатації в об'єкті накопичуються прояви зносу і втоми, інтенсивність яких зростає зі збільшенням терміну експлуатації об'єкта (зростаюча крива 2 на рис. 3.1). Настає період T_z інтенсивного зносу об'єкта, який закінчується його переходом в граничний стан та зняттям з експлуатації.

Досвід експлуатації показує, що надійність роботи електрообладнання залежить від численних і різноманітних факторів, які умовно можуть бути розділені на чотири групи: конструктивні, виробничі, монтажні, експлуатаційні [43].

Конструктивні фактори зумовлені застосуванням у пристроях елементів з низькою надійністю; недоліками схемних і конструктивних рішень, прийнятих під час проектування; застосуванням комплектуючих елементів, що не відповідають умовам навколишнього середовища, тощо.

Виробничі фактори зумовлені порушеннями технологічних процесів та слабким контролем якості виготовлення, забрудненням навколишнього середовища, робочих місць і пристроїв, слабким контролем якості виготовлення та ін.

Монтажні фактори. У процесі монтажу електротехнічних пристроїв їх надійність може бути знижена в разі недотримання вимог технології і порядку виконання робіт та безпосередньо монтажу.

Експлуатаційні фактори. Умови експлуатації мають найбільший вплив на надійність електротехнічних пристроїв. Перевантаження елементів електрообладнання, струми коротких замикань, різні види перенапружень (дугові, комутаційні, резонансні й т. д.), температура, вологість, корозійні рідини й гази, електричні й магнітні поля, удари, вібрація, сонячна радіація, пісок, пил, цвіль – усе це впливає на роботу пристроїв. Різні умови експлуатації по-різному можуть позначатися на терміні служби й надійності роботи електрообладнання ТП.

Перевантаження призводять до підвищення температури нагрівання ізоляції електротехнічних пристроїв вище допустимої і різкого зниження терміну її служби. Електричні й механічні перевантаження відбуваються в результаті несправності механізмів електроустановок, значних змін частоти або напруги мережі живлення, загустіння масла механізмів у холодну погоду, перевищення номінальної розрахункової температури навколишнього середовища в окремі періоди року і дня тощо.

Високі температури також викликають механічні та електричні пошкодження елементів електротехнічних пристроїв, прискорюючи їх знос і старіння. Вплив підвищеної температури на надійність роботи електротехнічних пристроїв проявляється в найрізноманітніших формах: утворюються тріщини в ізоляційних матеріалах, зменшується опір ізоляції, а значить, збільшується небезпека електричних

пробоїв, порушується герметичність (починають витікати заливні й просочувальні компаунди). У результаті порушення ізоляції в обмотках трансформаторів, електромагнітів і електродвигунів виникають пошкодження. Так само підвищена температура дуже впливає на роботу механічних елементів електротехнічних пристроїв.

Під дією вологи відбувається дуже швидка корозія металевих деталей електротехнічних пристроїв, зменшується поверхневий і об'ємний опір ізоляційних матеріалів, з'являються різні витоки, різко збільшується небезпека поверхневих пробоїв, утворюється грибова цвіль, під впливом якої поверхня матеріалів роз'їдається й електричні властивості пристроїв погіршуються.

Ударно-вібраційні навантаження значно знижують надійність електротехнічних пристроїв. Вплив ударно-вібраційних навантажень у деяких випадках може бути значнішим впливу інших механічних, а також електричних і теплових навантажень. У результаті тривалого знакозмінного впливу навіть невеликих ударно-вібраційних навантажень відбувається накопичення втоми в елементах, що призводить до раптових відмов. Під впливом вібрацій і ударів виникають численні механічні пошкодження елементів конструкції, послаблюються їх кріплення і порушуються контакти електричних з'єднань.

Навантаження при циклічних режимах роботи, пов'язаних з частими увімкненням й вимиканням електротехнічного пристрою, так само як і ударно-вібраційні навантаження, сприяють виникненню й розвитку ознак втоми елементів. Фізична природа підвищення небезпеки відмов пристроїв при їх увімкненні й вимкненні полягає в тому, що під час перехідних процесів у їхніх елементах виникають надструми і перенапруги, значення яких часто набагато перевищують (хоча й короткочасно) значення, регламентовані технічними умовами.

Пил, потрапляючи в мастило, осідає на частинах і механізмах електротехнічних пристроїв і викликає швидкий знос частин, що труться, і забруднення ізоляції. Тому при великій запиленості особливого значення набуває якість ущільнень елементів електричних пристроїв і догляд за ними.

Якість експлуатації електротехнічних пристроїв також залежить від ступеня наукової обґрунтованості застосовуваних методів експлуатації та кваліфікації обслуговуючого персоналу (знання матеріальної частини, теорії та практики надійності, вміння швидко знаходити й усувати несправності тощо). Застосування профілактичних заходів

(регламентні роботи, огляди, випробування), ремонту, використання досвіду експлуатації електротехнічних пристроїв забезпечують їх більш високу експлуатаційну надійність.

Враховуючи вищевикладене, відзначимо основні шляхи підвищення надійності ТП:

- подальше вивчення й удосконалення умов експлуатації та підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання, визначення характеру, причин і законів розподілу відмов;
- вдосконалення та розробка нових методів розрахункової оцінки надійності електроустаткування, а також оцінки надійності шляхом випробування на надійність;
- розробка і вдосконалення методів розрахункової і експериментальної оцінки надійності при зберіганні й транспортуванні;
- налагодження й правильна експлуатація систем захисту електрообладнання, передбачених під час проектування;
- покращення теплового стану електрообладнання шляхом переходу на більш високий клас нагрівостійкості ізоляції, вирівнювання температури окремих частин обладнання за рахунок вибору навантажень, розробки сучасних систем охолодження, застосування захисту від перевантажень тощо;
- розробка і впровадження заходів щодо зниження вібрацій як електроустаткування, так і електромеханічної системи ТП у цілому;
- підвищення якості комплектуючих виробів і матеріалів, у тому числі: застосування їх найвищих класів, використання просочувальних лаків, спеціальних проводів з міцною та еластичною ізоляцією, зменшення жорсткості обмотувальних проводів, застосування високоякісної міканітової ізоляції (міканітова ізоляція струмовідводів настільки надійна, що їх огляди можуть здійснюватися через дуже великі проміжки часу) тощо;
- розробка методів визначення економічно оптимальних показників надійності.

Підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання пов'язане з матеріальними витратами, тому ця проблема повинна вирішуватися на базі техніко-економічних розрахунків. Для кожного типу електрообладнання ТП можуть бути розроблені економічно-обґрунтовані оптимальні показники надійності з урахуванням умов застосування, фізичного та морального зносу, витрат на технічне обслуговування і ремонт.

3.1. Класифікація експлуатаційних ушкоджень і відмов електрообладнання ТП

Умови практичної експлуатації об'єктів ТП відрізняються значною різноманітністю й нестабільністю.

Так, у процесі експлуатації ТП змінюються:

- напрацювання електрообладнання з початку експлуатації або після чергового ремонту (у годинах напрацювання, кількості включень і так далі);
- зовнішнє середовище, у якому використовується електрообладнання (температура, вологість, запилення та дія агресивних або хімічних речовин тощо);
- фактичні режими роботи обладнання ТП і його систем залежно від змін графіка руху потягів, підвищення швидкості, навантаження тощо;
- рівень підготовки й майстерність інженерно-технічного складу, який полягає в умінні вибирати та використовувати оптимальні режими роботи електрообладнання ТП та дотримуватися встановлених правил експлуатації;
- організація ТО і Р, технічне забезпечення процесів ТО і Р, застосування методів контролю технічного стану обладнання ТП, використовуваного устаткування й пристроїв;
- якість виконання робіт з ТО і Р залежно від своєчасного виявлення й усунення ушкоджень, виконання профілактичних робіт і заміни пристроїв, технічної оснащеності виробничої бази дистанції електропостачання, кваліфікації і достатньої чисельності технічного персоналу й робітників та організації їх праці.

Перераховані чинники визначають рівень експлуатаційної надійності електрообладнання ТП і його систем, оскільки в загальному випадку мають випадковий характер і призводять до того, що в процесі експлуатації ТП відбуваються зміни технічного стану елементів: виникнення й розвиток відхилень від технічних параметрів; поява відмов і несправностей, зумовлених різними дефектами пристроїв ТП.

Більшість вказаних дефектів є керованими, тобто можуть бути фактично змінені шляхом формування оптимальних режимів ТО і Р і розробки заходів, спрямованих на своєчасну ліквідацію виникаючих чинників або запобігання їм.

З урахуванням [1, 24] та практичного досвіду, дефекти обладнання ТП можуть бути класифіковані за характером і походженням на такі групи:

- I група – тріщини, деформації і руйнування втомного характеру, викликані дією експлуатаційних навантажень, що багаторазово повторюються;

- II група – спрацювання (люфти) рухомих зчленувань, послаблення нарізних з'єднань і заклепувальних швів, потертості й інші види механічного зносу елементів конструкції тощо;

- III група – руйнування і деформації, викликані разовими діями навантажень, що перевищують розрахункові й пов'язані з особливими умовами експлуатації силового електрообладнання ТП або з порушеннями правил експлуатації;

- IV група – втрата властивостей мастил і спеціальних рідин, використовуваних у вузлах, агрегатах і системах ТП, а також старіння деталей;

- V група – руйнування лакофарбових та інших видів захисних покриттів;

- VI група – корозія елементів конструкції ТП;

- VII група – механічні ушкодження, викликані недбалістю при ТО і Р або при виконанні навантажувально-розвантажувальних робіт.

До причин виникнення названих груп дефектів слід віднести такі фактори:

- напругу обладнання ТП (I і II групи);

- організація і практичне виконання завдань електропостачання залізниць у різних умовах експлуатації ТП, які не відповідають вимогам НТД (III група);

- календарні терміни експлуатації та дія зовнішніх факторів (IV, V, VI групи);

- недоліки організації праці, кваліфікація робочого персоналу (VII група).

Запропонована вище класифікація експлуатаційних ушкоджень і відмов є базою для прогнозування технічного стану обладнання ТП та розробки профілактичних заходів, які безпосередньо повинні враховуватися при ТО і Р та підвищенні експлуатаційної надійності ТП.

3.2. Методологія підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання ТП

Для зниження економічних втрат і підвищення терміну експлуатації електрообладнання ТП необхідно отримати інформацію щодо експлуатаційної надійності цього обладнання, на підставі якої слід розробити заходи щодо більш коректної та відповідальної експлуатації електрообладнання ТП, а також скласти методичні вказівки щодо вдосконалення системи ТО і Р з метою продовження терміну служби.

Величини, що характеризують надійність (показники надійності) конкретного обладнання або технологічної системи, мають ймовірнісний характер. Це означає, що той чи інший показник надійності досить точний лише стосовно великої кількості зразків або одного зразка, але за умови, що спостереження за ним ведеться так довго, що є можливість спостерігати велику кількість відмов.

Ймовірнісний характер показників надійності зумовлений тим, що більшу частину свого терміну служби технічний об'єкт перебуває на етапі нормальної роботи, коли відмови відбуваються раптово, тобто мають випадковий характер.

Однак і на етапі зносу і старіння, незважаючи на те що наближення відмови того чи іншого об'єкта можна передбачити (тобто він має не випадковий, а закономірний характер), сам момент відмови точно передбачити неможливо. Звідси, час безвідмовної роботи так само, як і на етапі нормальної роботи, є випадковою величиною [45, 48]. Враховуючи це, визначимо основні напрямки у визначенні фактичних значень показників, які характеризують експлуатаційну надійність електрообладнання ТП на стадії експлуатації.

Експлуатаційна надійність розглядається як складна властивість, яка включає такі показники: безвідмовність, працездатність, довговічність, ремонтпридатність та значною мірою залежить від умов експлуатації [23].

Безвідмовність – це властивість електрообладнання безперервно зберігати працездатність протягом деякого часу або напрацювання в заданих умовах експлуатації.

Працездатність – це стан об'єкта, при якому він здатний виконувати задані функції, зберігаючи значення заданих параметрів у встановлених НТД межах.

Довговічність – це властивість обладнання, агрегату зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі ТО і Р. Граничний стан об'єкта визначається неможливістю його подальшої експлуатації через не виправні зміни заданих параметрів, неусувне зниження ефективності експлуатації нижче допустимого рівня.

Ремонтпридатність – це стан об'єкта, при якому можна усувати пошкодження й відновлювати його технічні параметри шляхом виконання ремонтів і технічного обслуговування.

У цьому випадку під експлуатаційною надійністю електрообладнання розуміється його здатність зберігати працездатність у ході використання протягом певного часу.

В умовах експлуатації кількісну оцінку безвідмовної роботи системи тягового електропостачання отримують за результатами обробки експлуатаційних даних шляхом розрахунку відношення кількості об'єктів системи, які безвідмовно пропрацювали до моменту часу t , до кількості об'єктів, працездатних у початковий момент часу

$$P(t) = \frac{N}{N_0} = \frac{N_0 - r(t)}{N_0} = 1 - \frac{r(t)}{N_0}, \quad (3.1)$$

де N – кількість об'єктів системи;

N_0 – кількість працездатних об'єктів у початковий момент часу;

$r(t)$ – кількість відмов за час t .

Враховуючи велику кількість параметрів, які впливають на працездатність об'єктів ТП, можна прийняти нормальний закон розподілу оцінки безвідмовної роботи

$$P(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^{\infty} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}} dx, \quad (3.2)$$

де x – вимірне значення параметра;

σ – середньоквадратичне відхилення параметра;

$\bar{x}$ – середнє значення параметра (математичне сподівання).

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (3.3)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}, \quad (3.4)$$

де x_i – виміряне значення параметра на i -му кроці;

n – кількість вимірювань параметра.

Фізична величина (параметри електрообладнання), схильна до впливу великої кількості незалежних факторів, здатних вносити з однаковою похибкою додатні й від’ємні відхилення, незалежно від природи цих випадкових факторів.

При експоненціальному законі розподілу напрацювання на відмову, характерному для усталеного режиму експлуатації, ймовірність безвідмовної роботи визначається за формулою

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (3.5)$$

де e – основа натуральних логарифмів ($e = 2,7183$);

λ – інтенсивність відмов;

t – час.

Слід мати на увазі, що застосування ймовірності безвідмовної роботи та ймовірності відмови без зазначення періоду часу спостереження не має сенсу, бо для різної тривалості роботи об’єкта ймовірність безвідмовної роботи і ймовірність відмови будуть так само різними.

Якщо пристрій складається з n послідовно з’єднаних елементів, ймовірність безвідмовної роботи яких для різних інтервалів часу дорівнює $P_1(t), P_2(t), \dots, P_n(t)$, то на підставі теореми множення незалежних подій ймовірність безвідмовної роботи пристрою

$$P(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t). \quad (3.6)$$

Небезпека відмов пристрою

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t), \quad (3.7)$$

де $\lambda(t)$ – небезпека відмови i -го елемента пристрою.

В окремому випадку при експоненціальному законі розподілу, коли $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$, ймовірність безвідмовної роботи пристрою

$$P(t) = e - (\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_i + \dots + \lambda_n) \cdot t. \quad (3.8)$$

Якщо пристрій складається з n паралельно з'єднаних елементів, ймовірність відмови яких для різних інтервалів часу дорівнює $Q_1(t), Q_2(t), \dots, Q(t)$, то ймовірність відмови пристрою

$$Q(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t). \quad (3.9)$$

Вивчення теоретичного та практичного досвіду експлуатації й ремонту з метою підвищення надійності електрообладнання енергосистем та систем у цілому [14, 23, 34, 49–60], а також дослідження роботи господарства електрифікації та електропостачання Укрзалізниці за 2002–2013 роки [1, 24] дозволяє визначити основні складові, напрямки й методику формування рівня експлуатаційної надійності електрообладнання ТП, загальну схему якої наведено на рис. 3.2.

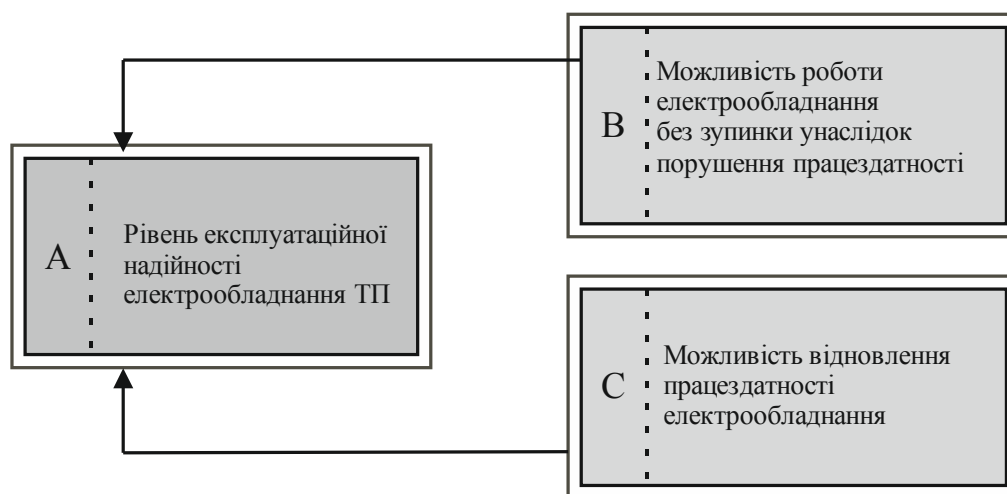


Рис. 3.2. Схема формування рівня експлуатаційної надійності електрообладнання ТП

Аналіз [23, 27, 28, 43, 44] вказує на використання низки важливих показників експлуатаційної надійності.

Основними комплексними показниками групи заходів «А» (див. рис. 3.2) за календарний період часу T_K є:

- коефіцієнт технічної готовності

$$K_{\text{ТГ}} = \frac{T_{\text{роб}}}{T_{\text{роб}} + T_{\text{рем}}}, \quad (3.10)$$

де $T_{\text{роб}}$ – час роботи електрообладнання ТП, год;

$T_{\text{рем}}$ – час ремонту електрообладнання ТП, що припадає на плановий час його використання, год;

- коефіцієнт технічного використання

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{T_{\text{роб}}}{(T_{\text{роб}} + T_{\text{рем}} + T_{\text{ТО}} + T_{\text{Д}})}, \quad (3.11)$$

де $T_{\text{ТО}}$ і $T_{\text{Д}}$ – сумарний час технічного обслуговування та діагностування, що припадає на плановий час роботи електрообладнання, год.

Основними показниками групи заходів «В» (див. рис. 3.2) для електрообладнання ТП за період часу $T_{\text{К}}$ є:

- середній час $T_{\text{о,Р}}$, год, між зупинками електрообладнання через ремонти;
- середній час $T_{\text{о,ТО}}$, год, між зупинками електрообладнання через виконання технічного обслуговування;
- середній час $T_{\text{о,Д}}$, год, між зупинками електрообладнання через виконання заходів з діагностування.

Основними показниками групи заходів «С» (див. рис. 3.2) за період часу $T_{\text{К}}$ є:

- середній час одного ремонту $T_{\text{рем.1}}$, год;
- середній час одного технічного обслуговування $T_{\text{ТО.1}}$, год;
- середній час одного діагностування $T_{\text{Д.1}}$, год.

Між групами показників «А», «В» і «С» для однієї одиниці обладнання ТП можна встановити такі взаємозв'язки:

$$K_{\text{ТГ}} = \frac{T_{\text{роб}}}{T_{\text{роб}} + \frac{T_{\text{роб}} T_{\text{рем.1}}}{T_{\text{о.Р.1}}}} = \frac{1}{1 + \frac{T_{\text{рем.1}}}{T_{\text{о.Р.1}}}} \quad (3.12)$$

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{1}{1 + \frac{T_{\text{рем.1}}}{T_{\text{о.Р.1}}} + \frac{T_{\text{ТО.1}}}{T_{\text{о.ТО.1}}} + \frac{T_{\text{Д.1}}}{T_{\text{о.Д.1}}}}. \quad (3.13)$$

Як бачимо з виразу (3.9), внаслідок зменшення $T_{\text{рем.1}}$ та збільшення $T_{\text{о.Р.1}}$ підвищується коефіцієнт технічної готовності ($K_{\text{ТГ}}$) одиниці обладнання ТП. Вираз (3.10) показує, що для підвищення коефіцієнта технічного використання одиниці обладнання ТП ($K_{\text{ТВ}}$) необхідно зменшити середній час одного ремонту $T_{\text{рем.1}}$ (технічного обслуговування, діагностування) та збільшити середній час $T_{\text{о.Р.1}}$ між зупинками обладнання через ремонти (технічне обслуговування, діагностування).

Розрізняють плановані й фактичні значення показників експлуатаційної надійності. Відповідно їх прив'язують до року експлуатації електрообладнання ТП (1-й, 2-й і т.д.) і умов роботи (природно-кліматичні та вид виконуваних робіт). Також слід мати на увазі, що рівень надійності окремого обладнання зменшується за роками експлуатації. Особливо інтенсивно це спостерігається після 3-4 років використання [1, 22, 24].

На практиці широко застосовуються ефективні інформаційні системи, що дозволяють визначати показники надійності окремого обладнання за певний календарний проміжок часу [39, 40, 42].

Щодо кращих світових зразків обладнання стосовно конкретної моделі техніки, можна розрізнити «високий», «середній» і «низький» рівні експлуатаційної надійності з певними значеннями показників надійності.

Цілком очевидно, що в досягненні певного рівня експлуатаційної надійності обладнання ТП беруть участь підприємства (підрозділи), що здійснюють його проектування, виготовлення та експлуатацію.

Пропонована схема формування рівня експлуатаційної надійності електрообладнання ТП (рис. 3.2) у своєму складі має такі групи заходів:

- група заходів з індексом «В», яка впливає на здатність електрообладнання працювати без зупинок з технічних причин;

- група заходів з індексом «С», яка впливає на тривалість зупинок електрообладнання з технічних причин.

Використовуючи досвід підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання [23, 27, 28, 43, 44, 49–60], визначимо ефективний склад комплексних заходів груп «В» і «С» (див. рис. 3.2).

Визначений ефективний склад комплексних заходів групи «В» (можливість роботи електрообладнання без зупинки внаслідок порушення його працездатності) такий:

В1 – забезпечення безвідмовності й довговічності;

В2 – забезпечення ремонтпридатності обладнання (приспосованість до ТО і діагностування);

В3 – забезпечення якості виготовлення електрообладнання ТП;

В4 – забезпечення науково-технічною та експлуатаційною документацією. Правильна експлуатація;

В5 – організація експлуатації електрообладнання ТП;

В6 – організація технічного сервісу (підтримка працездатності обладнання ТП).

Забезпечення безвідмовності й довговічності електрообладнання ТП (В1). Для вирішення цієї проблеми можна запропонувати такі дії:

- розробка вимог, пропозицій та стратегій ТО і Р для підвищення довговічності й безвідмовності обладнання ТП в цілому, її систем і елементів;

- розробка якісної конструкторської та технологічної документації, виконання положень якої забезпечує довговічність та безвідмовність обладнання;

- оцінка ступеня виконання встановлених вимог до надійності на експериментальних зразках елементів електрообладнання за допомогою стендових випробувань та випробувань дослідних зразків обладнання в експлуатаційних умовах дистанцій електропостачання;

- коригування нормативно-технічних документів ТО і Р за результатами випробувань;

- поступове підвищення рівня безвідмовності й довговічності елементів електрообладнання на основі результатів його експлуатації, а також за інформацією про відмови, що надходять від інших дистанцій електропостачання;

- впровадження автоматизованих систем збору, обліку інформації про відмови й результатів діагностування електрообладнання ТП

в умовах експлуатації та розробка пропозицій щодо підвищення рівня безвідмовності й довговічності електрообладнання ТП тощо.

Пристосованість електрообладнання до технічного обслуговування та діагностики (B2). У цьому напрямку необхідно забезпечити:

- вільний доступ до найважливіших агрегатів ТП для обслуговування та очищення;
- виведення на пульт управління ТП індикаторів, показчиків, звукових сигналів і ін., які оперативно інформують оператора про стан елементів електрообладнання;
- по можливості групування в єдині вузли точок обслуговування й візуальних показчиків;
- можливість установки автоматизованої системи змащення;
- зручну позу технічного персоналу під час обслуговування;
- спрощений ефективний набір інструментів і пристроїв та ін.;
- наявність пристроїв для підключення переносних діагностичних засобів;
- можливість установки на основне силове електрообладнання пристроїв для збору інформації про напрацювання і його технічний стан;
- наявність комп'ютера, який дозволяє оперативно оцінити стан систем основного силового електрообладнання ТП та ін.

Забезпечення якості виготовлення електрообладнання (B3) передбачає сукупність дій, які гарантують з необхідною ймовірністю, що електрообладнання буде відповідати встановленим вимогам.

На якість виготовлення електрообладнання впливають:

- організація виробництва (використовуване обладнання, кваліфікація персоналу, технологія виконання робіт, методологія, здійснення менеджменту та ін.);
- контроль якості, що включає:
 - вхідний контроль якості, комплектуючих і матеріалів;
 - вихідний контроль;
 - статистичний контроль якості процесів;
 - коригувальні дії за результатами контролю та ін.;
- забезпечення поліпшення якості виготовлення за результатами експлуатації електрообладнання.

Забезпечення НТД та експлуатаційною документацією. Правильна експлуатація (B4):

- документація, що поставляється на ТП разом з обладнанням, повинна включати настанови для інженерно-технічного персоналу, каталог запасних частин і настанови із сервісу (склад робіт з ТО і Р та діагностування; діагностичні параметри; використовувані прилади, обладнання та інструменти; логічні схеми пошуку причин несправностей (відмов) та ін.);

- рекомендації з організації ефективної роботи інженерно-технічного персоналу, а також детальні інструкції щодо їх роботи;

- програмне забезпечення з планування ТО і Р та аналізу результатів діагностування тощо;

- рекомендації з технології виконання монтажних робіт;

- спеціальні інструкції, наприклад, з виконання робіт при низькій температурі повітря, зі зберігання та ін.;

- рекомендації з розрахунку продуктивності електрообладнання і витрат на його експлуатацію (у т.ч. ТО і Р).

Для властивості електрообладнання «В» зі складу розглянутої документації найбільш важливе значення мають рекомендації для інженерно-технічного персоналу для всіх можливих робочих ситуацій і зі щоденного технічного обслуговування, рекомендації для інженерно-технічного персоналу з проведення ТО і Р та діагностування, рекомендації для інженерного персоналу ТП з технології виконання робіт.

Організація експлуатації електрообладнання ТП (B5) повинна включати:

- транспортування;

- монтаж і демонтаж;

- зберігання;

- умови роботи електрообладнання:

- природно-кліматичні умови;

- часовий режим роботи електрообладнання (протягом дня, тижня, місяця, року);

- параметри робочого майданчика;

- особливості споруджуваних електротехнічних об'єктів;

- використання електрообладнання за призначенням:

- підбір технічного персоналу, його навчання та підвищення кваліфікації (у передовій практиці в навчанні бере участь виробник або дилер);

- установку змінних завдань технічного персоналу, у тому числі на основі рекомендацій виробника за розрахунком продуктивності електрообладнання;
- управління роботою технічного персоналу;
- організацію взаємозв'язку обладнання в комплексі системи тягового електропостачання;
- організацію обліку роботи силового електрообладнання ТП тощо.

Склад і взаємозв'язок ефективного комплексу послуг з технічного сервісу електрообладнання ТП (В6) пропонується у вигляді моделі взаємозв'язку послуг, яка показана на рис. 3.3.

Усі з перерахованих робіт з технічного сервісу основного силового електрообладнання ТП можуть виконуватися тільки дилером або частина з них виконується тільки дилером, а інша частина самим споживачем або із залученням сторонніх організацій.

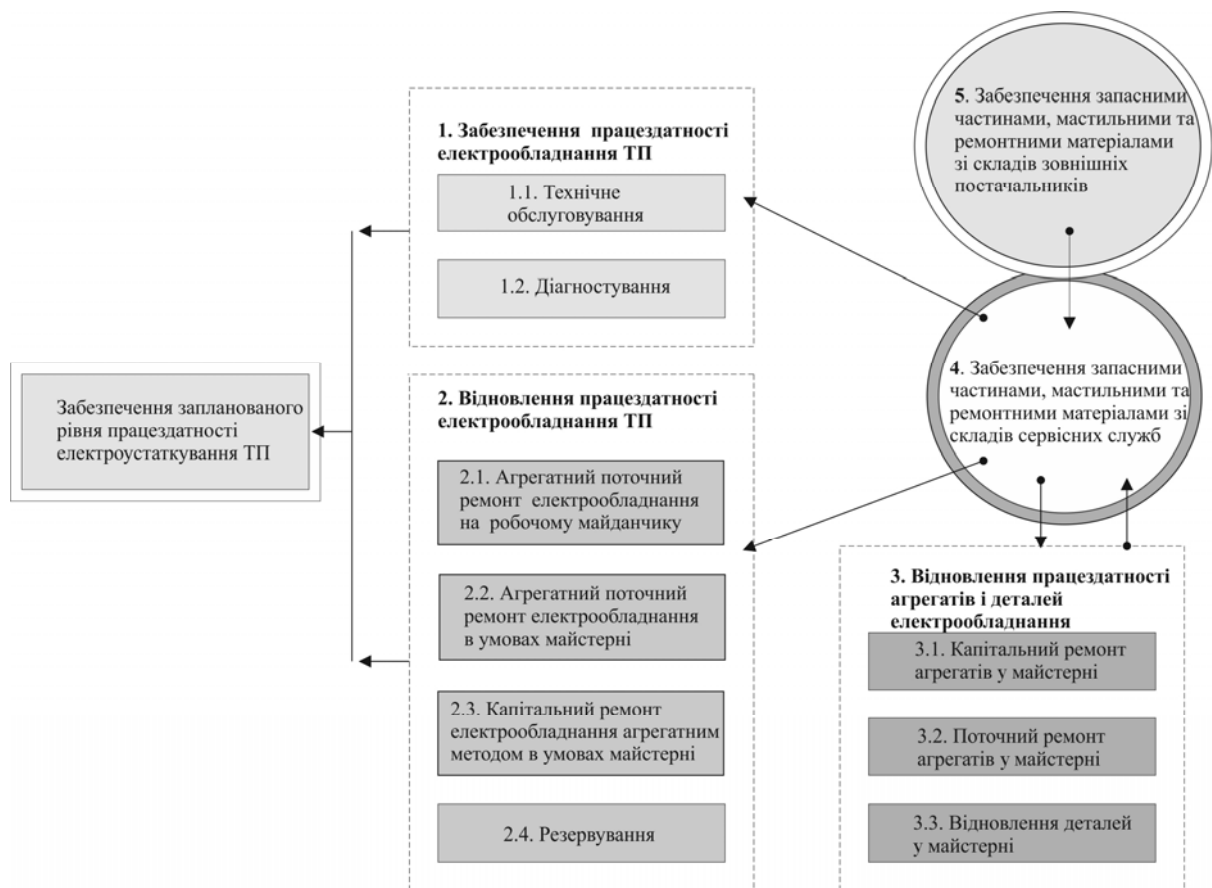


Рис. 3.3. Модель взаємозв'язку комплексу послуг з технічного сервісу електрообладнання ТП

Наукові дослідження та досвід експлуатації і ремонту технічного обладнання [46, 47, 49, 51, 54–56] вказують на використання стратегії, за якою:

- значна увага приділяється заходам профілактичного характеру, спрямованим на максимально можливе зменшення відмов електрообладнання;
- необхідність своєчасного здійснення ремонту агрегатів, поки цей ремонт не трудомісткий, не ускладнений і не потребує великих витрат і тривалого простою електрообладнання.

За цієї стратегії найбільшої важливості набувають такі ефективні заходи з підтримки працездатності електрообладнання: технічне обслуговування й ремонт за фактичним технічним станом (у т.ч. при введенні в експлуатацію) та діагностування з визначенням максимально реальних параметрів обладнання. Розходження в затратах на ремонт при прогресивній стратегії та при поширеній на сьогодні роботі до відмови може досягати трикратного значення.

Роботи з підтримки працездатності електрообладнання повинні виконуватися висококваліфікованими сертифікованими фахівцями, які використовують сучасні технології і мають високоякісне обладнання. Провідні виробники здійснюють підготовку (підвищення кваліфікації) сервісного персоналу й беруть участь в оснащенні приладами, пристроями та інструментом.

До складу профілактичних заходів з технічного сервісу також входить забезпечення мастильними матеріалами та охолодними рідинами, що включає:

- придбання мастильних матеріалів, мастильних та охолоджувальних рідин (провідні зарубіжні виробники поставляють фірмові високоякісні експлуатаційні рідини спеціального виготовлення);
- організацію зберігання та підтримання запасів експлуатаційних рідин;
- періодичну очистку масел маслonaповненого силового електрообладнання, у тому числі з використанням мобільних засобів.

Висока якість профілактичних заходів характеризується такими показниками: відхилення від графіка технічного обслуговування $\pm 10\%$, ступінь плановості ремонтів 80–90 %.

Визначений ефективний склад комплексних заходів групи «С» (можливості електрообладнання з відновлення його працездатності) такий:

C1 – забезпечення ремонтпридатності обладнання:

1. Знаходження несправностей (відмов) та їх причин.
2. Зручність ремонту.

C2 – організація технічного сервісу (відновлення працездатності електрообладнання).

C3 – забезпечення запасними частинами.

C4 – забезпечення НТД та експлуатаційною документацією (дії з відновлення працездатності електрообладнання та її елементів).

Ефективні конструктивні рішення з ремонтпридатності електрообладнання (C1) включають:

- пристосованість конструкції до знаходження несправності (відмови) (див. B2);
- рішення, що забезпечують зручність ремонту:
- можливість легкого доступу до пошкоджених елементів електрообладнання;
- можливість швидкого зняття непрацездатних елементів, що не мають складних зв'язків із сусідніми (модульність конструкції);
- можливість використання вискоефективних інструментів і пристроїв, у тому числі тих, що поставляються провідними виробниками;
- зручність пози сервісного персоналу при ремонті тощо.

Заходи технічного сервісу з відновлення працездатності електрообладнання (C2). Для виконання ремонту електрообладнання в польових умовах агрегатним методом використовуються спеціально виготовлені мобільні майстерні, оснащені малогабаритним краном високої вантажопідйомності, кузовом для перевезення агрегатів, генератором, зварювальною установкою, компресором, комплексом інструментів і запасних частин та ін.

Стаціонарні майстерні повинні мати:

- прийнятні площі;
- мостові крани достатньо високої вантажопідйомності;
- необхідний набір стендів, обладнання та інструментів;
- можливості з навантаження та доставки;
- обладнання для фарбування та мийки та ін.

Сервісні служби працюють 7 днів на тиждень, 24 години на добу. Є також обмінний фонд агрегатів для виконання ремонту агрегатним методом. Сервісна служба дилера у разі потреби надає кваліфіковані консультації сервісним службам споживача.

У передовій практиці відсоток виконання замовлень на ремонт у місці роботи машини становить: протягом дня – 85 %, протягом доби – 95 %.

Забезпечення запасними частинами сервісних служб (С3) здійснюється з власних складів. При цьому під запасною частиною розуміється складова частина електрообладнання (деталь або складальна одиниця), призначена для заміни такої самої частини, що перебуває в експлуатації.

У складі постачальників можуть бути зовнішні (у т.ч. виробники електрообладнання) і внутрішні (підрозділи, що здійснюють відновлення працездатності агрегатів і деталей електрообладнання).

На складах дилера зберігаються запасні частини, які користуються великим попитом. При цьому на початковому етапі формування запасів запасних частин дилером виробник допомагає визначити оптимальні запаси за номенклатурою і кількістю запасних частин. Надалі виробник допомагає дилеру правильно спроектувати склад, а також сприяє отриманню дилером сучасного програмного забезпечення для обліку запасних частин та управління їх запасами. За контрактом з виробником на основі замовлень здійснюється регулярна поставка запасних частин, що користуються середнім і малим попитом, вони поставляються за замовленням дилера через Інтернет екстреним порядком (у передовій практиці за 24 години). Таким чином, забезпечується мінімальний термін доставки запасних частин для ремонту (ТО) електрообладнання при мінімальних їх запасах.

У передовій практиці відсоток задоволення попиту на запасні частини зі складів дилера протягом доби становить 90–95 %. Коефіцієнт оборотності запасів протягом року досягає 2–3.

Експлуатаційна і сервісна документація (С4), яка розробляється виробником (згадувалася вище (В4)), повинна містити методичні матеріали:

- зі знаходження несправностей (відмов) та їх причин;
- швидкого і якісного відновлення працездатності машин, у тому числі схему розбирання та складання; склад дій і використання інструменти, пристрої; нормативи трудових затрат та ін.

Враховуючи особливості названого складу заходів формування рівня експлуатаційної надійності електрообладнання ТП (підрозд. 3.2), можна зробити висновок, що для покупця електрообладнання також доцільно отримати відповідь на таке запитання: «Як оцінити з позиції надійності пропоноване декількома виробниками електрообладнання, що поставляється за допомогою дилерів?». Отримати відповідь на це питання можна з використанням поширеного в передовій практиці методу рангів [60].

Метод рангів включає низку послідовно виконуваних етапів:

1. Спочатку визначається склад основних факторів, що підлягають розгляду. З урахуванням інформації (див. рис. 3.1) до таких факторів можна віднести: конструктивні рішення з безвідмовності й довговічності електрообладнання (А), конструктивні рішення з ремонтпридатності електрообладнання (Б), забезпечення якості виготовлення (В), експлуатаційну та сервісну документацію, надану виробником (Г), організацію технічного сервісу силами дилера (Д), сприяння виробника та дилера ефективній експлуатації електрообладнання (Е), забезпечення запасними частинами (Ж).

2. Визначається експертним методом значущість кожного фактора, яка відображає ступінь його впливу на рівень надійності електрообладнання. Значущість кожного чинника може визначатися за шкалою від 1 (малозначущі) до 10 (дуже значущі).

3. Обирають варіанти порівняння (однотипне електрообладнання різних виробників).

4. Оцінюють експертним методом рівень якості окремих факторів для кожного варіанта електрообладнання шляхом їх оцінки в балах. Шкала оцінок може набувати значення від 0 (низький рівень) до 10 (високий рівень).

5. Для кожного варіанта перемножують значущість окремих факторів на оцінку їх рівня якості й складають результати перемноження.

6. Обирають варіант (вид обладнання), який має найбільшу кількість балів.

Експертну оцінку рівня якості окремих факторів для конкретного електрообладнання доцільно здійснювати з урахуванням складу ознак їх прояву, викладених вище, а також інформації про характеристики таких ознак. Дана інформація може бути отримана шляхом опитування інших споживачів, вивчення літературних джерел і рекламних матеріалів, відвідування підприємств-виробників і дилерів, вивчення різної документації, залучення консультантів тощо.

Приклад. Оберемо найкраще однотипне електрообладнання, яке пропонується різними виробниками, згідно з вхідними даними, які наведені у табл. 3.1.

Розрахуємо сумарну кількість для кожного постачальника та оберемо варіант, який має найбільшу кількість балів.

Сумарна кількість балів:

Електрообладнання І: $(7 \times 10) + (8 \times 8) + (8 \times 10) + (10 \times 6) + (9 \times 9) + (7 \times 5) + (8 \times 7) = 395$

Електрообладнання II: $(9 \times 10) + (6 \times 8) + (9 \times 10) + (6 \times 6) + (9 \times 9) + (6 \times 5) + (5 \times 7) = 410$

Електрообладнання III: $(8 \times 10) + (7 \times 8) + (6 \times 10) + (5 \times 6) + (6 \times 9) + (5 \times 5) + (7 \times 7) = 355$

Найкращим є електрообладнання II.

Таблиця 3.1

Вхідні дані характеристики варіантів однотипного електрообладнання

Найменування факторів	Важливість факторів	Характеристики варіантів електрообладнання		
		I	II	III
Конструктивні рішення щодо безвідмовності й довговічності (А)	10	7	9	8
Конструктивні рішення щодо ремонтпридатності електрообладнання (Б)	8	8	6	7
Забезпечення якості виготовлення електрообладнання (В)	10	8	9	6
Експлуатаційна та сервісна документація, що надається виробником (Г)	6	7	6	5
Організація технічного сервісу силами дилера (Д)	9	8	9	6
Сприяння виробника та дилера ефективній експлуатації (Е)	5	5	6	5
Забезпечення запасними частинами (Ж)	7	6	5	7

Виходячи з вищерозглянутого, можна зробити висновок, що характеристики експлуатаційної надійності порівняно з іншими характеристиками електрообладнання мають найбільший вплив на успіх діяльності дистанції електропостачання та є найважливішими показниками споживчої цінності електрообладнання. Важливість суттєвого підвищення рівня експлуатаційної надійності електрообладнання ТП повинні усвідомити як керівники служб електропостачання, виробники обладнання, так і дилери. При цьому повинні бути встановлені раціональні відносини між ними на основі розглянутих вище методик.

Сучасні методи діагностики та засоби контролю технічного стану електрообладнання тягових підстанцій

Одним з головних завдань господарства електрифікації та електропостачання є підтримка обладнання у працездатному стані в умовах наростання темпів і обсягів його старіння. Так, більшість ТП потребує модернізації, бо значна частина обладнання, що перебуває в експлуатації, уже вичерпала свій ресурс і потребує поетапної реконструкції, оновлення або заміни. Тому підтримка працездатності обладнання ТП та підвищення ефективності використання наявного обладнання, застосовування нових методів діагностування технічного стану обладнання є одним з актуальних завдань.

Метою діагностування є забезпечення раціональної експлуатації електроустаткування при заданих показниках надійності й скорочення витрат на технічне обслуговування та ремонт. Ця мета досягається шляхом управління технічним станом електроустаткування в процесі експлуатації, що дозволяє проводити технічне обслуговування та ремонт відповідно до даних діагностування.

Основне завдання технічного діагностування полягає в отриманні достовірної інформації про технічний стан електрообладнання в процесі експлуатації. Воно вирішується на основі вимірювання, контролю, аналізу й обробки кількісних і якісних значень параметрів електрообладнання, а також шляхом управління обладнанням відповідно до алгоритму діагностування.

Аналіз причин виникнення та прояву дефектів електрообладнання ТП свідчить про те, що технічний стан (ТС) кожного з них характеризується тільки йому притаманними індивідуальними й спільними ознаками. Для кожного типу обладнання характерні свої типові дефекти, які багаторазово трапляються в експлуатації. Об'єднавши всі дефекти і ознаки їх появи в окремі групи, отримуємо структуру діагнос-

тування електрообладнання, яка складається з трьох рівнів і підсистем: перевірки функціонування, виявлення дефектів, оцінки та прогнозування працездатності. При цьому кожний наступний рівень використовує результати попередніх.

Технічна діагностика електрообладнання включає в себе два основні напрями – оперативну та ремонтну діагностику.

Основними завданнями оперативної діагностики є:

- раннє виявлення дефектів на працюючому або виведеному з роботи для обстеження (але не розібраному) обладнанні;
- прогнозування розвитку дефектів, оцінка їх небезпеки, оцінка загального стану обладнання;
- підготовка рекомендацій щодо подальшої експлуатації і технічного обслуговування обладнання (наприклад – негайне виведення в ремонт, зсув термінів планових ремонтів, робота без обмежень і т.д.).

Ремонтна діагностика здійснюється на виведеному з роботи в ремонт обладнанні. Серед її основних завдань:

- локалізація дефектів обладнання;
- визначення обсягу ремонтно-відновних робіт аж до рекомендації про доцільність заміни обладнання.

Враховуючи існуючі тенденції підвищення надійності діагностичного контролю за рахунок автоматизації процесу вимірювань і реєстрації, зменшення кількості обслуговуючого персоналу і отримання оперативної інформації про технічний стан електрообладнання ТП, реалізація систем діагностики стає ефективною в режимі моніторингу діагностичних параметрів контрольованого електрообладнання.

4.1. Показники контролепридатності електрообладнання

Підвищення коефіцієнта готовності, коефіцієнта технічного виконання електрообладнання ТП можливе за рахунок збільшення обсягу контрольно-діагностичних робіт у процесах ТО і Р. Для більшості електрообладнання ТП він перевищує 25–30 % від загального обсягу робіт з ТО і Р [61]. Як показує практичний досвід, час, який витрачається на безпосереднє вимірювання параметрів технічного стану

обладнання, приблизно складає 10–15 % від загального часу діагностування, інші 85–90 % припадають на встановлення і зняття датчиків, на вибір необхідного режиму роботи обладнання та обробку результатів діагностування.

Це вказує на великий резерв у напрямку зниження трудомісткості ТО і Р, зменшення часу ТО, підвищення коефіцієнта технічного використання (вираз (3.12)) електрообладнання ТП, які у першу чергу можуть бути реалізовані за рахунок підвищення контролепридатності (пристосованості) електрообладнання до діагностування.

Контролепридатність – властивість електрообладнання забезпечувати достовірну оцінку його технічного стану та раннє виявлення несправностей і відмов. Контролепридатність забезпечується конструкцією обладнання і прийнятою системою технічної діагностики, показниками оцінки контролепридатності об'єкта. Контролепридатність виробу задається на стадії розробки і забезпечується на стадії виробництва.

Контролепридатність може бути підвищена за рахунок зручного і нескладного підключення датчиків до обладнання, використання найбільш ефективних методів діагностування та контролю, поширення введення в конструкцію електрообладнання ТП вбудованих датчиків для забезпечення можливості розробки автоматизованої системи управління ТО і Р ТП, а також автоматизованого робочого місця чергового персоналу ТП (АРМ ТП) (підрозд. 1.7). На практиці найбільш доцільним є комплексне використання усіх запропонованих напрямків підвищення контролепридатності електрообладнання ТП.

Вивчення публікацій [3, 10, 22, 23, 27, 61–64] показує, що номенклатура структурних і діагностичних параметрів та їх нормативні значення встановлюють з урахуванням конструктивних, технологічних і експлуатаційних факторів.

Методи діагностування визначають виходячи з поставлених завдань та показників діагностування – вони повинні мати: діагностичну модель об'єкта; правила вимірів діагностичних параметрів їх аналізу та обробки.

Показники оцінки рівня контролепридатності електрообладнання ТП умовно можна поділити на оперативні, економічні, конструктивні й додаткові (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Показники оцінки контролепридатності електрообладнання

Назва	Аналітична залежність
Оперативні	
Середній час діагностування	$t_{\text{д.ср.}} = \sum_1^n q_i t_{\text{д.ср.}}, \text{ де } q_i - \text{ймовірність повто-}$ рення i-ї операції; n – кількість операцій при діагностуванні; $t_{\text{д.ср.}}$ – середній час діагностування i-ї операції
Середній час підготовки до діагностування	$t_{\text{п.д.ср.}} = \sum_1^k t_{\text{п.д.}} + \sum_1^l t_{\text{м.д.}}, \text{ де } t_{\text{п.д.}} - \text{підготовчо-}$ заключний час для виміру i-го параметра; $t_{\text{м.д.}}$ – час, необхідний для доступу до j-ї контрольної точки і приведення її у вихідний стан; k – кількість діагностичних параметрів; l – кількість контрольованих точок
Питомі витрати часу на діагностування	$t_{\text{д.пит}} = \sum_1^m \frac{t_{\text{д.}}}{T_e}, \text{ де } t_{\text{д.}} - \text{середній час } j\text{-го діаг-}$ ностування; m – кількість діагностування за час експлуатації T_e
Економічні	
Середні трудовитрати на підготовку виробу до діагностування	$S_{\text{в}} = S_{\text{уз}} + S_{\text{мдр}}, \text{ де } S_{\text{уз}} - \text{середні трудовитра-}$ ти установки і зняття вимірювальних пристроїв, необхідних для діагностування; $S_{\text{мдр}}$ – середня трудомісткість монтажно-демонтажних робіт на виробі, необхідна для підготовки до діагностування (розкриття люків, рознімів, зняття блоків і т.д.)
Коефіцієнт трудовитрат на підготовку до діагностування	$K_{\text{тд}} = \frac{S_{\text{д}} + S_{\text{в}}}{S_{\text{д}}}, \text{ де } S_{\text{д}} - \text{середні трудовитрати}$ на діагностування виробу; $S_{\text{в}}$ – середні трудовитрати на підготовку виробу до діагностування

Назва	Аналітична залежність
Питомі трудовитрати	$K_{T1} = \sum_1^k \frac{S_{Di} m_i}{T_e}$, де S_{Di} – трудовитрати при діагностуванні за i -м параметром; m_i – кількість діагностувань за i -м параметром за час експлуатації T_e
Питомі вартісні витрати	$K_{T2} = \sum_1^k \frac{C_{Di} m_i}{T_e}$, де C_{Di} – вартість діагностування за i -м параметром
Питомі витрати на матеріали	$K_M = \frac{C_{MD}}{T_e}$, де C_{MD} – витрати на матеріали, які використовуються під час діагностування за час експлуатації T_e
Конструктивні й додаткові	
Доступність	$K_D = \frac{S_{осн}}{S_{осн} + S_{дод}}$, де $S_{осн}$ і $S_{дод}$ – трудомісткість основних та додаткових робіт з діагностування
Коефіцієнт повноти перевірки справності (працездатності, функціонування)	$K_{пп} = \frac{\lambda_k}{\lambda_0}$, де λ_k – сумарна інтенсивність відмов перевірених складових частин виробу; λ_0 – сумарна інтенсивність відмов всіх складових частин виробу
Коефіцієнт глибини пошуку дефекту (пошкодження)	$K_{гп} = \frac{N}{N_3}$, де N – кількість складових частин виробу, з точністю до яких визначається місце дефекту; N_3 – загальна кількість складових частин виробу, з точністю до яких потрібно визначення місця дефекту
Коефіцієнт надмірності маси виробу	$K_{нв} = \frac{G_v + G_{вд}}{G_v}$, де G_v – маса (об'єм) складових частин, введених в конструкцію для діагностування виробу; $G_{вд}$ – маса (об'єм) всього виробу

Назва	Аналітична залежність
Коефіцієнт вбудованості датчиків	$K_{ВД} = \frac{n_{ВД}}{\sum n}$, де $K_{ВД}$ – кількість параметрів, які вимірюються вбудованими датчиками; $\sum n$ – загальна кількість вимірювальних параметрів
Коефіцієнт ефективності трудовитрат при вбудованих датчиках	$K_{ЕП} = 1 - \frac{\Delta S_{ВД}}{S_{Д}}$, де $\Delta S_{ВД}$ – перевищення трудомісткості діагностування без вбудованих датчиків над трудомісткістю діагностування із вбудованими датчиками; $S_{Д}$ – трудомісткість без вбудованих датчиків
Коефіцієнт ефективності вбудованості датчиків	$K_{ЕВ} = 1 - \frac{C_{ВД}}{C_{БД}}$, де $C_{ВД}$ і $C_{БД}$ – вартість діагностування із застосуванням та без застосування вбудованих датчиків за одиницю експлуатації відповідно
Коефіцієнт універсальності методу діагностування	$K_{МД} = \frac{n_{k_i}}{\sum n}$, де n_{k_i} – кількість діагностичних параметрів, які вимірюються i -м діагностичним методом
Рівень контролепридатності	
Диференціальна оцінка контролепридатності	$q_i = \frac{K_{o_i}}{K_{б_i}}$, де K_{o_i} і $K_{б_i}$ – значення i -го показника контролепридатності (будь-якого розглянутого вище) виробу, який діагностується та i -го показника контролепридатності (будь-якого розглянутого вище) базового виробу
Комплексна оцінка контролепридатності	$g = \prod_1^r g_i \cdot \sigma_i$, де r – кількість оцінюваних показників контролепридатності; σ_i – коефіцієнт важливості i -го показника контролепридатності

4.2. Показники діагностування електрообладнання ТП

Стандартом встановлюються такі показники діагностування:

- ймовірність помилки діагностування P_{ij} ;
- апостеріорна ймовірність помилки діагностування P_{aij} ;
- ймовірність достовірного діагностування (достовірність контролю) D ;
- середня оперативна тривалість діагностування T_D ;
- середня вартість діагностування C_D ;
- середні оперативні трудовитрати на діагностування S_D .

Показники діагностування визначаються в ході проектування, випробувань і експлуатації системи діагностування. Показники включаються в технічне завдання на виріб та нормуються.

4.2.1. Ймовірність помилки діагностування електрообладнання

У загальному випадку ймовірність помилки діагностування P_{ij} обчислюють за формулою

$$P_{ij} = P_{oi} \sum_{l=1}^k P_{zl} P_{yjil}, \quad (4.1)$$

де k – кількість технічних станів (далі – станів) пристрою діагностування;

P_{oi} – апріорна ймовірність перебування об'єкта діагностування в стані i ;

P_{zl} – апріорна ймовірність перебування засобу діагностування в стані l ;

P_{yjil} – умовна ймовірність того, що в результаті діагностування об'єкт визнається таким, що перебуває в стані j за умови, що він перебуває в стані i і засіб діагностування перебуває в стані l .

За статистичними даними оцінку ймовірності помилки діагностування визначають за формулою

$$P_{ij}^* = P_{oi} \sum_{l=1}^k P_{3l} \frac{r_{jil}}{N_{il}}, \quad (4.2)$$

де N_{il} – загальна кількість випробувань системи діагностування (діагностувань об'єкта, що перебуває стані i , засобом діагностування, що перебуває в стані l);

r_{jil} – кількість випробувань, за яких система діагностування зафіксувала стан j .

Для систем діагностування, призначених для перевірки працездатності (тобто при розрізненні тільки двох станів об'єкта діагностування – працездатний і непрацездатний), можливі помилки діагностування видів ($i = 1, j = 2$) і ($i = 2, j = 1$).

Очевидно, що при $i = 1$ і $j = 2$ стан об'єкта працездатний і помилка діагностування відсутня. При $i = 2$ і $j = 1$ стан об'єкта непрацездатний і помилка діагностування також відсутня.

Ймовірність помилки діагностування виду (1,2) P_{12} – це ймовірність спільного настання двох подій: об'єкт перебуває в працездатному стані, але в результаті помилки діагностування стан об'єкта визнаний непрацездатним.

Ймовірність помилки діагностування виду (2,1) P_{21} – це ймовірність спільного настання двох подій: об'єкт перебуває в непрацездатному стані, але в результаті помилки діагностування він визнаний працездатним.

Для розглянутого окремого випадку ймовірності P_{12} і P_{21} обчислюються за формулами

$$P_{12} = P_{o1} \sum_{l=1}^k P_{3l} P_{y21l}, \quad (4.3)$$

$$P_{21} = P_{o2} \sum_{l=1}^k P_{3l} P_{y12l}, \quad (4.4)$$

де P_{o1} – апіорна ймовірність перебування об'єкта діагностування в працездатному стані;

- P_{o2} – апріорна ймовірність перебування об'єкта діагностування в непрацездатному стані;
- P_{y21l} – умовна ймовірність того, що в результаті діагностування об'єкт вважається таким, що перебуває в непрацездатному стані за умови, що він перебуває в працездатному стані й засіб діагностування в стані l ;
- P_{y12l} – умовна ймовірність того, що в результаті діагностування об'єкт вважається таким, що перебуває в працездатному стані за умови, що він перебуває в непрацездатному стані й засіб діагностування в стані l ;
- P_{3l} – апріорна ймовірність перебування засобу діагностування в стані l .

4.2.2. Ймовірність правильного діагностування й апостеріорна ймовірність помилки діагностування електрообладнання

Ймовірність правильного діагностування часто називають достовірністю контролю і вважають основним показником діагностування.

Достовірність контролю – це показник міри об'єктивного відображення результатами контролю дійсного технічного стану електрообладнання.

Достовірність контролю D обчислюють за формулою

$$D = \sum_{i=1}^m P_{ij}, \quad (4.5)$$

де P_{ij} – ймовірність помилки діагностування виду (i, j) ;

m – кількість можливих технічних станів об'єкта діагностування (для систем діагностування, що визначають працездатний і непрацездатний стани об'єкта в цілому $m = 2$).

Оцінку правильного діагностування визначають за формулою

$$D^* = \sum_{i=1}^m P_{ij}^*, \quad (4.6)$$

де P_{ij}^* – оцінка ймовірності помилки діагностування виду (i, j) .

Для поширеного класу систем діагностування, призначених для перевірки працездатності ($m = 2$), ймовірність правильного діагностування визначають за формулою

$$D = 1 - P_{12} - P_{21}. \quad (4.7)$$

Апостеріорну ймовірність P_{aij} (в Байєсівській статистиці [46], апостеріорна ймовірність (з англ. Posterior probability) випадкових подій або сумнівних тверджень являє собою умовну ймовірність, яка присвоюється після того, як були враховані відповідні докази) обчислюють за формулою

$$P_{aij} = \frac{P_{ij}}{\sum_{i=1}^m P_{ij}} = \frac{P_{ij}}{D}, \quad (4.8)$$

де P_{ij} – ймовірність помилки діагностування виду (i, j) ;

m – кількість можливих технічних станів об'єкта діагностування (для систем діагностування, що визначають працездатний і непрацездатний стани об'єкта в цілому $m = 2$);

D – ймовірність правильного діагностування.

4.2.3. Середня тривалість, середні трудовитрати й середня вартість діагностування електрообладнання

Середню оперативну тривалість діагностування в загальному випадку визначають за формулою

$$T_{\text{Д}} = \sum_{i=1}^m T_i P_{oi}, \quad (4.9)$$

де T_i – середня оперативна тривалість діагностування об'єкта, що перебуває в стані i . Величина T_i включає тривалість виконання як допоміжних операцій, так і власне діагностування;

P_{oi} – апріорна ймовірність перебування об'єкта діагностування в стані i .

Оцінку середньої оперативної тривалості діагностування виконують за формулою

$$T_{\text{Д}}^* = \frac{1}{N} \sum_{g=1}^N \sum_{i=1}^m T_{ig} P_{oi}, \quad (4.10)$$

де N – загальна кількість випробувань системи діагностування (діагностувань об'єкта);

T_{ig} – оперативна тривалість діагностування об'єкта, що перебуває в стані i при g -му випробуванні.

Середні оперативні трудовитрати на діагностування в загальному випадку визначають за формулою

$$S_{\text{Д}} = \sum_{i=1}^m S_{\text{оди}} P_i, \quad (4.11)$$

де $S_{\text{оди}}$ – середні оперативні трудовитрати на діагностування об'єкта, що перебуває в стані i .

Оцінку середніх оперативних трудовитрат на діагностування виконують за формулою

$$S_{\text{Д}}^* = \frac{1}{N} \sum_{g=1}^N \sum_{i=1}^m S_{\text{одиг}} P_i \quad (4.12)$$

де N – загальна кількість випробувань системи діагностування (діагностувань об'єкта);

$S_{\text{одиг}}$ – оперативні трудовитрати на діагностування об'єкта, що перебуває в стані i при g -му випробуванні.

Середню вартість діагностування $C_{\text{Д}}$ обчислюють за формулою

$$C_{\text{Д}} = \sum_{i=1}^m C_{\text{ои}} P_i, \quad (4.13)$$

де $C_{\text{ои}}$ – середня вартість діагностування об'єкта, що перебуває в стані i . Величина C_i включає амортизаційні витрати діагностування, витрати на експлуатацію системи діагностування і вартість зносу об'єкта під час його діагностування.

4.3. Техніко-технологічні підходи до побудови системи технічного діагностування ТП

Система технічного діагностування електрообладнання являє собою сукупність об'єктів і засобів, необхідних для проведення діагностування (контролю) за правилами, встановленими в нормативно-технічній документації.

Основні завдання діагностування електрообладнання ТП:

- визначення технічного стану обладнання в умовах експлуатаційних впливів, що постійно змінюються;
- виявлення виду й ступеня небезпечного дефекту;
- прогнозування залишкового ресурсу або строку служби;
- зменшення ймовірності помилки діагностування;
- підвищення ймовірності достовірного діагностування (достовірності контролю);
- зменшення оперативної тривалості діагностування;
- зменшення вартості діагностування;
- зменшення трудовитрат на діагностування тощо.

Виходячи з основних завдань технічного діагностування первинним завданням має бути визначення виду технічного стану. При встановленні факту несправності й дефекту наступний крок повинен бути спрямований на пошук місця, виду й небезпеки дефекту та визначення причин несправності.

Діагностування технічного стану будь-якого об'єкта здійснюється тими чи іншими засобами, які можуть бути апаратними або програмними. Засоби й об'єкт діагностування, що взаємодіють між собою, утворюють систему діагностування.

За загальними ознаками всі засоби технічної діагностики можуть бути класифіковані таким чином [65]:

- за способом впливу на об'єкт – активні й пасивні;
- за принципом діагностування – для перевірки функціонування й оцінки параметрів або характеристики об'єктів;
- за способом подачі інформації – дискретні й аналогові;
- за ступенем автоматизації – ручні, автоматичні, напіваавтоматичні;
- за характером розв'язуваних задач:
 - засоби для визначення працездатності і виявлення виниклої несправності;

- засоби для визначення працездатності й прогнозування змін стану об'єкта;
- засоби для визначення працездатності, виявлення несправності й прогнозування змін стану об'єкта.

Діагностування, що проводиться тими чи іншими технічними засобами, може бути функціональним або тестовим (рис. 4.1 та 4.2).



Рис. 4.1. Система тестового діагностування

У системах тестового діагностування на об'єкт діагностування (ОД) подаються спеціальні тестові впливи з боку засобів діагностування (ЗД). Інші впливи на ОД відсутні. Тому як склад, так і послідовність подачі цих впливів можна вибрати виходячи з умов ефективної організації процесу діагностування. При цьому кожен наступний вплив можна призначати залежно від відповідей об'єкта на попередні впливи. Впливи в такій системі називають тестовими.

Тестові впливи можуть подаватися як у періоди часу, коли об'єкт не використовується за прямим призначенням, так і в процесі виконання ним його робочого алгоритму функціонування. У другому випадку тестовими впливами можуть бути тільки такі сигнали, які не заважають нормальній роботі об'єкта.

Тестові дії можуть подаватися як на основні входи об'єкта, тобто на його входи, необхідні для застосування об'єкта за призначенням, так і на додаткові входи, організовані спеціально для діагностичних цілей.

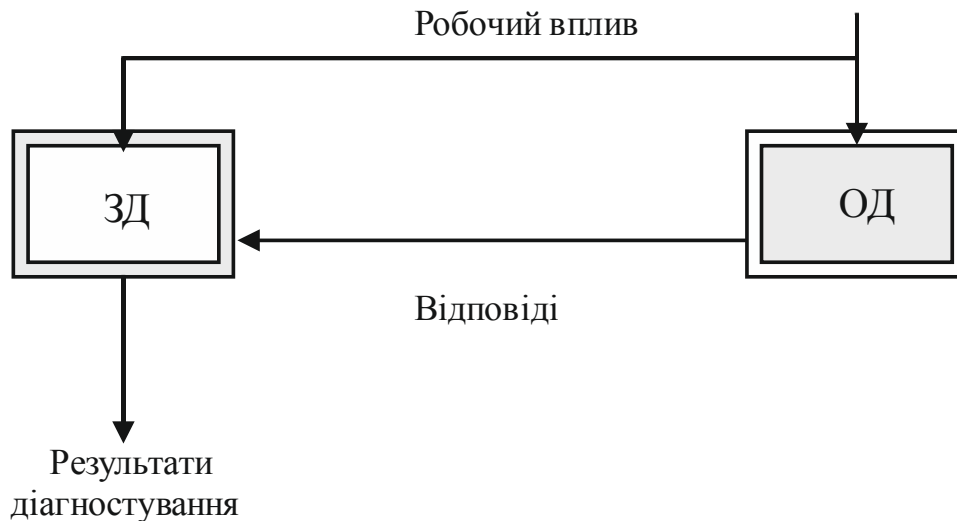


Рис. 4.2. Система функціонального діагностування

У системах функціонального діагностування ЗД не формує впливів на ОД. На ОД і ЗД визначають робочі впливи, які передбачені алгоритмом функціонування об'єкта. Система діагностування діє в процесі робочого функціонування ОД і розв'язує завдання правильності функціонування і пошуку несправностей, що порушують нормальне функціонування.

У системах обох видів засобів діагностування сприймають і аналізують відповіді об'єкта на входні (тестові або робочі) впливи і формують результат діагностування, тобто ставлять діагноз: об'єкт справний чи несправний, працездатний або непрацездатний, функціонує правильно чи неправильно, має який-небудь дефект або в об'єкті пошкоджена якась його складова частина.

Технічний стан будь-якого об'єкта можна встановити при разовому та багаторазовому діагностуванні. При разовому діагностуванні високовольтного обладнання, яке складається з безлічі елементів, ймовірність об'єктивної оцінки технічного стану мала. Отже, тільки випадково можна виявити стохастичні дефекти при одноразовому діагностуванні. Ймовірність надійної та об'єктивної оцінки технічного стану підвищується зі збільшенням кількості актів контролю. Ця обставина є підставою для введення багаторазового діагностування з певною періодичністю, тобто моніторингу діагностичних параметрів.

Зараз існує можливість автоматично вимірювати основну частину поточних діагностичних параметрів технічними засобами під робочою напругою (тобто в режимі on-line). Діагностування виконується в циклічній формі; кожен цикл включає вимірювання всього комплексу параметрів при обов'язковій хоча б одноразовій реєстрації параметрів.

Діагностика електротехнічного обладнання реалізується в таких формах:

- періодичний контроль із виведенням контрольованого об'єкта з роботи (off-line);
- періодичний контроль під робочою напругою (on-line);
- безперервний автоматичний (on-line) контроль (моніторинг);
- комплексне діагностичне обстеження.

Періодичний контроль під робочою напругою найменш витратний, але не забезпечує виявлення дефектів, що розвиваються швидко. Контроль обладнання при виведенні з експлуатації дає більші можливості для обстеження, але порушує режим роботи електричної мережі в цілому, якщо немає резервування.

Автоматичний контроль дає незалежні від кваліфікації персоналу результати, дозволяє відслідковувати динаміку зміни контрольованих параметрів у реальному часі, а також контролювати стан окремих вузлів і систем обладнання за допомогою математичних моделей з певною ймовірністю.

Комплексне діагностичне обстеження формує результат на підставі попередніх 3 форм діагностики. Прийняття рішення про стан обладнання є найбільш повним, однак час формування результатів стану є занадто тривалим і не дозволяє вчасно реагувати на динаміку зміни стану обладнання. Загалом, процедура діагностування зводиться до порівняння роботи ідеального пристрою (задається модель ОД) і реально досліджуваного пристрою. Кількість несправностей у реальному пристрої, як правило, велике, тому процедура діагностування складна та потребує багатьох вимірювальних і обчислювальних операцій. Для проведення процедури діагностування необхідно вирішити такі завдання: вибір й побудова моделі ОД, синтез тесту, побудова алгоритму діагностування, синтез і реалізація засобів діагностування [65–68].

Результатом розв'язання розглянутих проблем може служити використання систем безперервного контролю (моніторингу) технічного стану основного обладнання підстанцій. Застосування систем безперервного контролю (СБК) у світовій практиці стало загальноприйнятим при модернізації діючих та будівництві нових підстанцій. Однак існуючий підхід до впровадження СБК зводиться в більшості випадків тільки до моніторингу силового устаткування (трансформатори, автотрансформатори, реактори) або до впровадження розрізнених систем діагностики силового, вимірювального, захисного обладнання.

Цей підхід до впровадження СБК не дозволяє забезпечити високі вимоги до надійності діагностичної інформації, оскільки використання розрізнених систем, як правило, призводить до недостатності інформації від первинних датчиків у системах і необґрунтованого подорожчання системи моніторингу через необхідність дублювання первинних датчиків і засобів вимірювання.

У табл. 4.2 наведено результати дослідження показників безперервної діагностики основних типів високовольтного обладнання. Таблиця отримана в результаті багаторічної роботи в області безперервної діагностики, яка використовується провідними експлуатуючими організаціями та виробниками обладнання України та Росії [69–74].

У табл. 4.2. наведені типи обладнання, стан якого доцільно безперервно контролювати в процесі експлуатації, а також критерії оцінки стану вказаного обладнання та первинні датчики, необхідні для цього. Виділеним шрифтом в таблиці вказані повторювані первинні датчики, які можна не встановлювати при комплексному підході.

Комплексна система безперервного контролю повинна будуватися з використанням єдиного центрального промислового контролера, який виконує функції збору, обробки, зберігання та видачі діагностичної інформації і необхідної кількості вторинних перетворювачів та без дублювання первинних датчиків.

Таким чином, комплексний підхід до моніторингу основного електрообладнання ТП дозволяє отримати такі переваги:

- виключити дублювання первинних датчиків і відповідно зменшити їх загальну кількість приблизно на 40 %;
- зменшити сумарну кількість вхідних каналів вторинних засобів вимірювання приблизно на 30–50 %;
- підвищити достовірність діагностики за рахунок використання додаткової інформації, отриманої від інших підсистем (наприклад, сигнали від вимірювальних обмоток трансформаторів напруги завжди заводяться в систему моніторингу силового трансформатора і, як правило, не заводяться в системи контролю ізоляції ввідів і трансформаторів струму, а використання цього сигналу в зазначених системах значно підвищить точність діагностичної інформації);
- підвищити зручність і ефективність діагностики за рахунок можливості використання єдиного сервера з комплексною програмною оболонкою для видачі інформації персоналу підстанції та можливості інтеграції в системи планування ремонтів і обслуговування (АСУ ТО і Р) верхнього рівня.

Таблиця 4.2

Перелік обладнання для безперервного контролю при комплексному підході до діагностики

Об'єкт контролю	Критерії оцінки стану	Первинні датчики
Трансформатори силові маслонаповнені	Тимчасові перевищення напруги, струму	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги, струму
	Температура масла і обмотки	Датчик температури верхніх та нижніх шарів масла в баку
	Газо- і вологовміст масла	Прилад вимірювання газо- і вологовмісту масла
	Стан та ефективність системи охолодження	Датчики наявності потоку масла в охолоджувачі. Датчики температури на вході й виході охолоджувачів
	Ресурс вентиляторів і маслососів системи охолодження	Релейні сигнали системи охолодження
	Температура навколишнього середовища	Датчик температури навколишнього середовища
Пристрої РПН	Часткові розряди в обмотках. Залишковий ресурс ізоляції обмоток	Датчик струму комплексної провідності ізоляції і ЧР вводитів і обмоток
	Температура в контакторі РПН	Датчик температури масла в контакторі РПН
	Потужність, споживана приводом РПН	Датчики струму і напруги приводу РПН
	Температура навколишнього середовища	Датчик температури навколишнього середовища

Об'єкт контролю	Критерії оцінки стану	Первинні датчики
Пристрої РПН	Температура верхніх шарів масла	Датчик температури верхніх шарів масла
	Комутаційний ресурс	Релейні сигнали управління пристроєм РПН
Високовольтні вводи	Тангенс кута діелектричних втрат основної ізоляції ($\operatorname{tg}\delta_1$)	Датчики струму комплексної провідності і ЧР ізоляції вводів
	Ємність основної ізоляції (C_1)	Датчик температури верхніх шарів масла в баку. Датчик температури навколишнього середовища
	Небаланс струмів провідності ізоляції трифазної групи	Датчик вологості навколишнього середовища
	Густина елегазу (для елегазових)	Вимірювальні обмотки трансформаторів струму
	Динаміка зміни $\operatorname{tg}\delta_1$ Зміна C_1 Температурна залежність $\operatorname{tg}\delta_1$ Рівень часткових розрядів	Денсиметр елегазу (для елегазових)

Продовження табл. 4.2

Об'єкт контролю	Критерії оцінки стану	Первинні датчики
Трансформатори струму вимірювальні (ТС)	Тангенс кута діелектричних втрат основної ізоляції ($\operatorname{tg}\delta_1$)	Датчики струму комплексної провідності і ЧР ізоляції ТС
	Ємність основної ізоляції (C_1)	Датчик температури навколишнього середовища
	Небаланс струмів провідності ізоляції трифазної групи	Датчик вологості навколишнього середовища
	Динаміка зміни $\operatorname{tg}\delta_1$	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги
	Зміна C_1	Вимірювальні обмотки трансформаторів струму
Трансформатори напруги вимірювальні (ТН)	Температурна залежність $\operatorname{tg}\delta_1$ Рівень часткових розрядів Густина елегазу (для елегазових)	Денсиметр елегазу (для елегазових)
	Контроль міжвиткових замикань (вимірювання напруги розімкненого трикутника $3U_0$)	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги
Обмежувачі перенапруг (ОПН)	Струм комплексної провідності	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги
	Спектральний склад струму комплексної провідності	Датчик струму комплексної провідності
	Ступінь забрудненості поверхні	Датчик вологості навколишнього середовища

Об'єкт контролю	Критерії оцінки стану	Первинні датчики
Обмежувачі перенапруг (ОПН)	Кількість і характеристики струмів спрацювання	Вимірювальні обмотки трансформаторів струму
	Кількість і характеристики перенапруг	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги
Високовольтні кабелі (ВК)	Інтенсивність і розподіл імпульсів часткових розрядів у ізоляції	Датчики в ланцюзі заземлення екрану кабелю
	Тангенс кута діелектричних втрат гольовної і міжфазної ізоляції	Вимірювальні обмотки трансформаторів напруги
	Контроль за симетрією ємностей і tgδ міжфазної ізоляції	Датчики струму комплексної провідності
	Комутаційний ресурс (кількість і номінальні значення комутованих струмів)	Вимірювальні обмотки трансформаторів струму
Високовольтні вимикачі	Час спрацювання	Релейні сигнали управління вимикачем
	Кількість пульсацій при спрацюванні	Датчики струму і напруги приводу вимикача
	Вимір струму і напруги приводу вимикача	Вимірювальні обмотки трансформаторів струму та напруги

З вищерозглянутого можна зробити висновок, що при комплектації тягових підстанцій системами моніторингу економічно і технічно доцільно розглядати як об'єкт діагностики підстанцію (розподільчий пристрій) в цілому. У цьому випадку питомі витрати на кожен об'єкт діагностики будуть мінімальними. Однак, з урахуванням обмежень у фінансуванні, доцільно встановлювати моніторинг на найбільш дорогому й відповідальному електрообладнанні ТП з можливістю подальшого розширення переліку контролюваного обладнання. На початковому етапі впровадження такий підхід призведе до незначного подорожчання системи безперервної діагностики, приблизно на 10–15 %, з подальшою окупністю при подальшому нарощуванні числа підсистем [73]. Створення та впровадження комплексних систем моніторингу обладнання ТП є основою для створення інтелектуальних електроенергетичних систем тягового електропостачання залізниць.

4.4. Алгоритм діагностики та засоби контролю технічного стану електрообладнання

Алгоритм діагностики задає сукупність елементарних перевірок технічного стану обладнання, послідовність їх реалізації і правила обробки результатів даних перевірок.

Результати будь-якої елементарної перевірки можуть бути використані як ознаки розбиття безлічі технічних станів (Т) об'єкта або підмножин цієї множини на класи. Будь-який алгоритм діагнозу можна представити деяким орієнтованим графом. Обмежимося випадком, коли граф, що представляє алгоритм діагнозу, є деревом.

Дерево має вершини двох типів: вершини, з яких виходить хоча б одна дуга, і вершини, з яких не відходить жодної дуги.

Приклад варіанта дерева першого типу наведено на рис. 4.3.

На дереві вершини *першого* типу зображені затемненими кружками, а вершини *другого* типу – світлими. Дерево має єдину вершину першого типу, у яку не заходить жодна дуга. Ця вершина називається *початковою*, або *коренем* дерева (Π_0 , Т). Вершини, з яких не виходить жодної дуги, називаються *кінцевими*, або *висячими*. Інші вершини дерева називаються *внутрішніми*. У кожному вершину дерева, окрім його кореня, заходить тільки одна дуга.

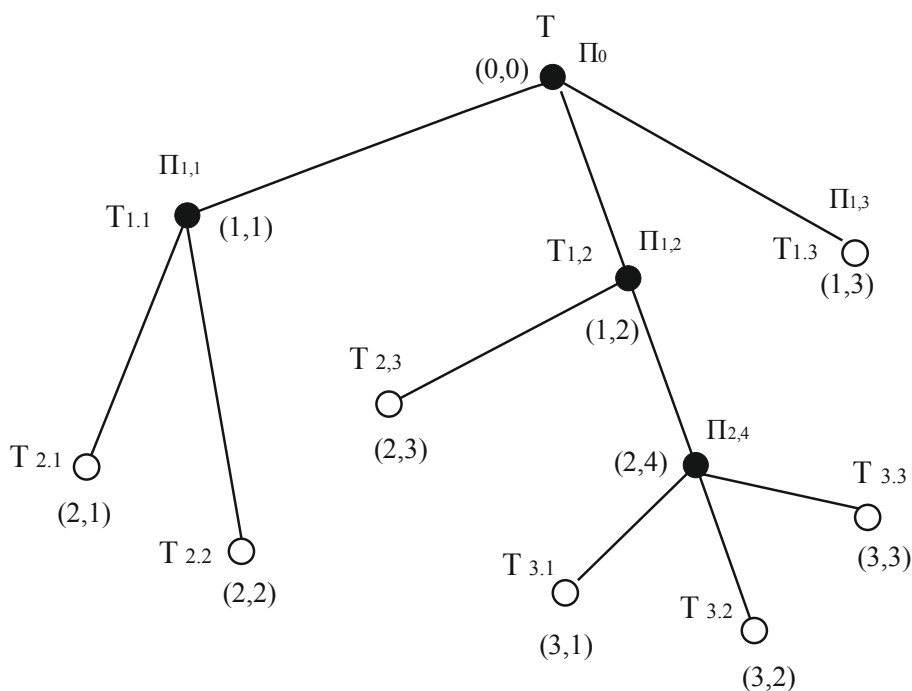


Рис. 4.3. Варіант дерева алгоритму діагнозу

Вершини дерева нумеруються парою чисел у дужках (ρ, σ) , де ρ – є ранг вершини, а σ – її порядковий номер серед усіх вершин одного й того ж рангу (наприклад, зліва направо). Початкову вершину Π_0 позначимо парою $(0,0)$. У початковій і внутрішніх вершинах проводяться елементарні перевірки діагностування $(p_{\rho,\sigma})$ з множини перевірок $(\Pi_{\sigma,\rho})$ та множини технічних станів $(T_{\rho,\sigma})$ об'єкта. По дугах дерева, що виходять з певної вершини, отримані результати діагностування надаються на вершини нижчих рангів.

Початкова вершина має множину (T) можливих технічних станів об'єкта, внутрішні вершини мають підмножини технічних станів, що отримуються як класи розбиття за результатами відповідних елементарних перевірок $(p_{\rho,\sigma})$.

Розглянемо методику проведення діагнозу. У початковій вершині (Π_0, T) , яка наведена на рис.4.3, виконується елементарна перевірка $(p_{0,0})$ множини (T) можливих технічних станів обладнання. Як бачимо (рис. 4.3.), елементарна перевірка $(p_{0,0})$ має три можливі результати, і, тим самим, розбиває множину (T) на три підмножини $T_{1,1}$, $T_{1,2}$, $T_{1,3}$. Перші дві з цих підмножин відповідають внутрішнім вершинам $(1,1)$ і $(1,2)$ і підлягають подальшому розбиттю елементарними перевірками $p_{1,1}$ і $p_{1,2}$. Третя підмножина відповідає вершині, що висить, і тому розбиття її на підмножини алгоритмом не передбачена.

Кожній конкретній реалізації алгоритму діагнозу відповідає єдиний шлях. Наприклад, якщо фактичний технічний стан належить підмножині ($T_{3,2}$), то послідовність реалізації елементарних перевірок буде $p_{0,0}$, $p_{1,2}$, $p_{2,4}$.

Аналогічно можна розглянути будь-яку іншу вершину дерева. Як тільки в процесі елементарних перевірок буде досягнута вершина, що висить, алгоритм діагнозу припиняється.

Фактичний технічний стан об'єкта належить підмножині, яка досягла вершини, що висить.

Також розглянемо деякий ненульовий ранг дерева. У загальному випадку дерево може мати декілька внутрішніх вершин. Це означає, наприклад, що можливі дві різні послідовності реалізації елементарних перевірок. Обидві перевірки можуть бути як однією і тією самою елементарною перевіркою ($p_{r,\sigma}$) множини (Π), так і різними елементарними перевірками останньої. Якщо для кожного рангу дерева виконується умова, яка полягає тому, що для усіх внутрішніх вершин цього рангу застосовується одна й та сама елементарна перевірка з множини (Π), то алгоритм діагнозу називається *безумовним*. Це відповідає завданню однієї фіксованої послідовності реалізації елементарних перевірок з множини (Π), яка не залежить від фактичного технічного стану об'єкта. Тобто, вибір або призначення чергової елементарної перевірки в послідовності їх реалізації, не залежить від результатів попередніх, вже реалізованих, елементарних перевірок.

Якщо ж в дереві знайдеться хоч би один ранг з декількома внутрішніми вершинами, до яких застосовані різні елементарні перевірки з множини (Π), то алгоритм діагнозу називається *умовним*. В умовних алгоритмах вибір або призначення деяких або усіх (окрім p_0) елементарних перевірок проводиться з урахуванням результатів попередньої, вже реалізованої, елементарної перевірки.

Переваги безумовних алгоритмів: простота перевірок, необхідність зберігати лише склад елементарних перевірок та єдину послідовність їх реалізації.

Для умовних алгоритмів потрібно зберігати, окрім складу елементарних перевірок, усі ознаки безумовних і умовних переходів від даної елементарної перевірки до наступної, тобто зберігати не одну, а декілька послідовностей реалізації елементарних перевірок.

Безумовні алгоритми діагнозу можна класифікувати за характером їх зупинки. Якщо видача результатів діагнозу передбачена тільки після реалізації усіх елементарних перевірок, то алгоритм є алгоритмом

з безумовною зупинкою. Таким алгоритмам відповідають дерева, у яких усі вершини, що висять, мають однаковий ранг. Безумовні алгоритми, у яких передбачена можливість видачі результатів діагнозу після реалізації кожної елементарної перевірки, називаються алгоритмами з умовною зупинкою. Характерна особливість – не менше двох вершин, що висять, ранги яких різні.

Усі умовні алгоритми є алгоритмами з умовною зупинкою.

Усі розглянуті типи алгоритмів застосовуються в системах тестового діагнозу. У системах функціонального діагнозу застосовуються алгоритми з умовною зупинкою у зв'язку з необхідністю негайного визначення несправного стану об'єкта.

4.4.1. Засоби контролю технічного стану електрообладнання

Велика різноманітність видів устаткування і завдань технічного діагностування привела до того, що нині застосовуються засоби діагностування різних принципів побудови й призначення. Усі ці засоби розрізняються за такими ознаками [61-64]: способами технічної реалізації; конструктивним виконанням; розташуванням відносно об'єкта діагностування; ступенем автоматизації; універсальністю; принципами дії на об'єкт діагностування; формою обробки й подання інформації про стан об'єкта; режимами роботи тощо. На рис. 4.4 відображено класифікацію технічних засобів діагностування за основними ознаками.

До апаратурних засобів діагностування відносять різні пристрої: прилади, пульти, стенди, спеціальні промислові комп'ютери. Апаратурні засоби, що утворюють з об'єктом діагностування конструктивне єдине ціле, є вбудованими апаратурними засобами діагностування. Прикладами таких засобів можуть бути прилади вимірювань електричних величин (струму, напруги, потужності, частоти й тому подібне), пристрої індикації технічного стану елементів (реле, світлово-промінювальні діоди, неонові лампи й т. ін), пристрої контролю ізоляції тощо.

Якщо в схемах експлуатації електроустаткування вбудовані засоби діагностування не передбачені або їх недостатньо для діагностування з необхідною достовірністю, то застосовують зовнішні апаратурні засоби діагностування, що виконані окремо від конструкції устаткування і підключаються до нього лише в процесі діагностування.

Простими прикладами зовнішніх апаратурних засобів можуть бути комбіновані прилади для вимірювань в колах постійного і змінного струму, тестери логічного стану, електронно-променеві й цифрові осцилографи, переносні вимірювальні комплекти й т. ін.

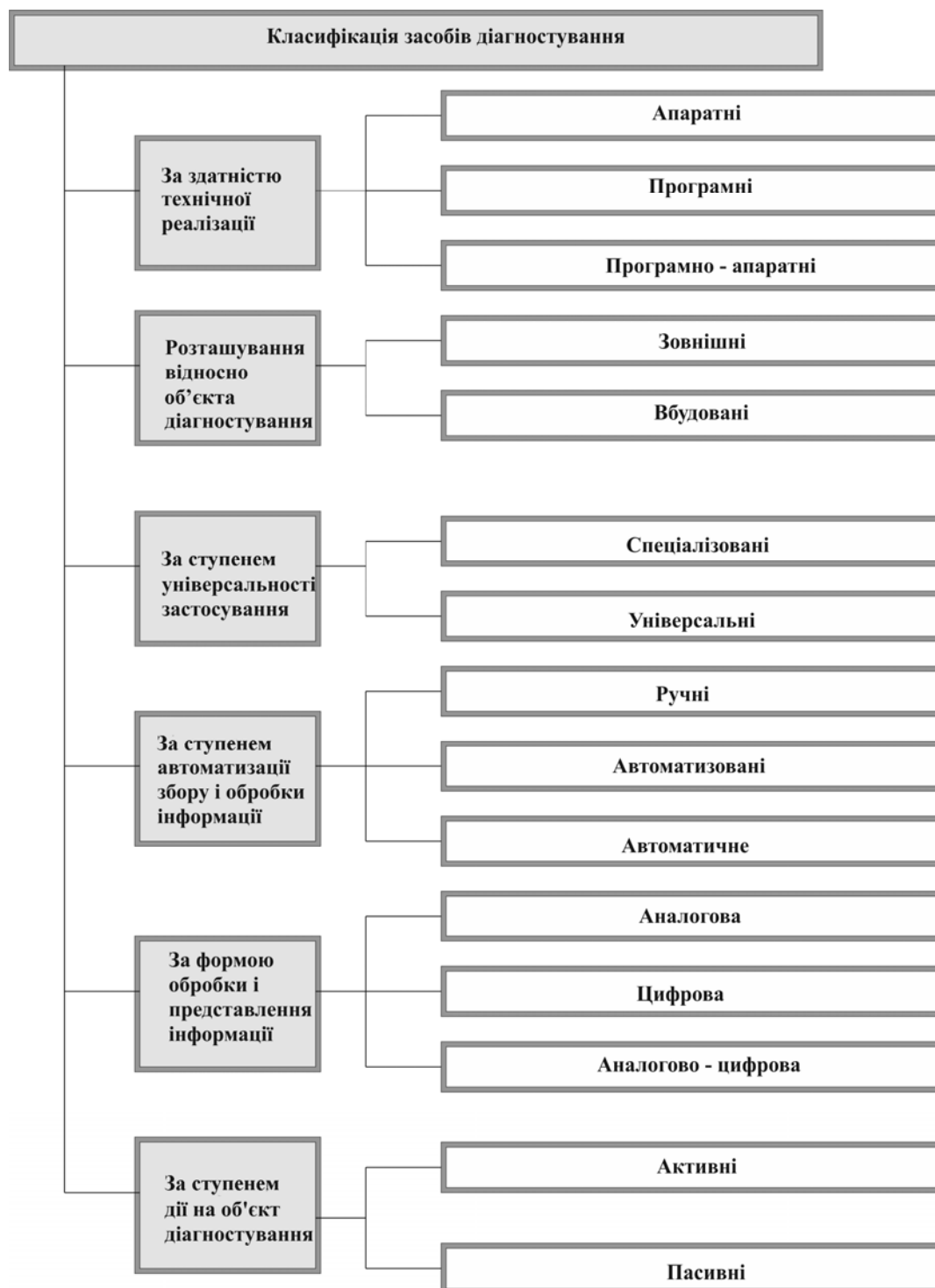


Рис. 4.4. Класифікація технічних засобів діагностування

Коли апаратурні засоби діагностування призначені тільки для однотипного устаткування, то вони є спеціалізованими, а якщо для устаткування різного конструктивного виконання і функціонального призначення, то універсальними.

Зовнішні спеціалізовані засоби діагностування, це пристрої, використовувані, наприклад, для перевірки працездатності окремих елементів або вузлів електроустаткування на стадіях технічного контролю після виконання ремонтних робіт.

До вбудованих спеціалізованих засобів діагностування можуть входити спеціально розроблені обчислювальні пристрої з жорстко запрограмованими алгоритмами діагностування конкретної системи електроустаткування.

Програмні засоби діагностування є комп'ютерними програмами, які керують роботою устаткування відповідно до алгоритму діагностування. Вони застосовні, наприклад, для програмованих контролерів, мікропроцесорних систем управління релейним захистом та інших. Програми забезпечують технічне діагностування устаткування як у процесі використання його за прямим призначенням (робочі програми), так і при короткочасній перерві функціонування об'єкта (спеціальні, випробувальні програми). Програмні засоби у поєднанні з апаратурними утворюють програмно-апаратурні засоби діагностування, що дозволяють вирішувати завдання самодіагностування устаткування, наприклад, на основі сучасних SCADA-систем.

Універсальні засоби діагностування технічно складніші і, як правило, побудовані на базі серійних промислових комп'ютерів.

За ступенем автоматизації засоби діагностування можуть бути ручними, автоматизованими й автоматичними. Застосування ручних засобів потребує участі людини-оператора і в підключенні засобів до об'єкта діагностування, і в прийнятті рішень про його технічний стан. Такий підхід знижує продуктивність і об'єктивність діагностування. Як правило, ручні засоби виконуються спеціалізованими.

Автоматизовані засоби вимагають часткової участі оператора для їх підключення до устаткування і вибору режимів діагностування. Основна ж процедура діагностування, включаючи видачу інформації про технічний стан устаткування, здійснюється автоматично.

Автоматичні засоби (мікропроцесорні комплекти, мікро- і міні-ЕОМ) вирішують завдання діагностування без втручання людини.

Автоматизовані й автоматичні засоби можуть бути як спеціалізованими, так і універсальними, вони мають високу швидкодію і достовірність діагностування.

Залежно від форм обробки і представлення інформації технічні засоби діагностування можуть бути розділені на аналогові, цифрові й цифро-аналогові.

За дією на об'єкт діагностування технічні засоби можуть бути активними й пасивними. Активні впливають на об'єкт, посилаючи в нього сигнал, що викликає реакцію об'єкта, яка потім і аналізується. Збурюючі сигнали можуть бути імпульсними, ступеневими, гармонійними та ін. Пасивні засоби виконують лише вимірювання, обробку й оцінку сигналів, що характеризують стан об'єкта.

З усього різноманіття засобів діагностування в енергетиці найбільше застосування нині знаходять апаратні засоби для визначення працездатності й несправності окремих складальних одиниць електроустаткування. Програмні й програмно-апаратні засоби діагностування набувають широкого впровадження з поширенням мікропроцесорних систем і обчислювальної техніки.

4.4.2. Технічні вимоги до засобів діагностування

Важливість вирішення проблеми забезпечення надійності електрообладнання на основі застосування методів і засобів діагностики ставить до останніх високі вимоги. При проектуванні та експлуатації засобів діагностування ці вимоги характеризуються такими показниками [75]:

- номінальними й допустимими значеннями вхідних і вихідних сигналів;
- статичною та динамічною точністю їх виміру;
- глибиною діагностування (кількістю діагностованих сигналів);
- достовірністю діагностування;
- технічною та метрологічною надійністю;
- способом зв'язку з об'єктом діагностування;
- формою представлення результатів.

Перераховані показники взаємопов'язані й мають бути узгоджені між собою. Розглянемо основні з них.

При діагностуванні електрообладнання контролюються аналогові й дискретні сигнали в широкому діапазоні зміни їх номінальних зна-

чень. Так вихідні сигнали інформаційно-вимірювальних пристроїв знаходяться на рівні $0 \dots \pm 5$ В за напругою і $0 \dots \pm 10$ мА за струмом, а в силовій частини електрообладнання на рівні $0 \dots \pm 1150$ кВ і $0 \dots \pm 104$ кА. Виходячи з вимог уніфікації, доцільно прийняти вхідні й вихідні сигнали засобів діагностування відповідно до низки значень шкал приладів, прийнятих у стандартах системи засобів діагностування [76]. Уніфікація полегшує об'єднання приладів у комплекси та під'єднання датчиків до комп'ютерної техніки. Вихідні сигнали засобів діагностування, технічно реалізовуваних на елементах комп'ютерної техніки, повинні збігатися за рівнем з вхідними сигналами комп'ютерів. Це дасть можливість безпосередньо реалізувати інформаційні технології управління електроустаткуванням ТП, залежно від результатів його діагностування.

Технічні засоби діагностування можуть мати похибку вимірювання, що задовольняє ряд ± 5 ; $\pm 2,5$; ± 1 % [9, 76]. На величину похибки впливають: вид сигналу (аналоговий або дискретний), спосіб і форма передачі інформації, а також статичні та динамічні характеристики контрольованих параметрів електрообладнання.

Високий рівень електромагнітних і технологічних перешкод на об'єктах дистанцій електропостачання, пов'язаний зі специфікою роботи устаткування і природними коливаннями електричних і технологічних параметрів, ставить високі вимоги до завадозахищеності та завадостійкості засобів діагностування.

Коли використовують апаратурні засоби діагностування з дотриманням ієрархічного принципу виділення дефекту, починаючи з діагностування окремих функціональних елементів і закінчуючи обладнанням в цілому, то для кожного з них вважають достатнім контролювати не більше ніж 25 ... 26 діагностичних параметрів. Подальше зростання кількості вхідних сигналів невиправдано ускладнює технічну реалізацію засобів діагностування і може позначитися на збільшенні тривалості діагностування [75]. Для програмних засобів діагностування кількість контрольованих сигналів визначається ємністю носія інформації і практично може бути необмеженою.

Достовірність засобів діагностування – властивість забезпечити відповідність результату діагностування істинному стану об'єкта – залежить від глибини діагностування (набору або кількості контрольованих параметрів), періоду перевірки та його тривалості, завадостійкості тощо. Достовірність діагностування знижується при збіль-

шенні тривалості періоду перевірки з причини можливих дефектів устаткування за час між перевірками. Залежно від необхідної точності оцінки діагностичних параметрів працездатності (оцінки справності, працездатності або правильності функціонування) період перевірки окремих елементів електрообладнання може коливатися в широких межах: від 10^{-4} до 10^5 с.

Фактори, що впливають на період перевірки, визначають доцільну їх тривалість. Швидкодія діагностування зростає зі зниженням кількості контрольованих параметрів, вибору з їх складу найбільш інформаційних, застосування вбудованих засобів діагностування, а також використання програмуючих обчислювальних пристроїв.

Надійність засобів діагностування не повинна бути меншою рівня надійності елементів і деталей електроустаткування, а також не повинна знижувати їх надійність в процесі діагностування. Зокрема, несправність засобів діагностування не повинна позначатися на працездатності електроустаткування. Досягнення високої надійності засобів діагностування може бути забезпечене за рахунок використання в них високонадійних комплектуючих елементів і деталей, вибором системних і технічних рішень побудови схем, стійких до різних дестабілізуючих чинників, застосуванням резервних пристроїв, методів самоконтролю і т. ін.

До технічних засобів діагностування можуть ставитися високі вимоги з метрологічної надійності, особливо при оцінці працездатності та прогнозуванні технічного стану обладнання. Стосовно засобів виділення несправностей об'єкта, коли вони виражені в логічній формі, метрологічні вимоги можуть бути істотно знижені, оскільки порогові значення сигналів 1 і 0, як правило, помітно розрізняються [75].

Для зовнішніх засобів діагностування необхідне гальванічне розділення електричних ланцюгів обладнання та засобів діагностування. Останнє диктується умовами не тільки надійності роботи низьковольтних вимірювальних кіл засобів діагностування, а й безпеки діагностування пристроїв з високим потенціалом. При цьому опір ізоляції між гальванічно розв'язаними ланцюгами повинен бути в межах 30 ... 40 МОм [76].

Результати діагностування повинні бути наведені в зручній для їх аналізу формі. Зазвичай, це індикація у вигляді світлової та звукової сигналізації або документований запис на паперових та магнітних носіях.

4.4.3. Методи діагностування електрообладнання

Особливості, методичні та інформаційні засади методів діагностування електрообладнання досить різноманітні й детально описані в спеціальній літературі [77-85]. Тому далі зробимо лише загальний огляд найбільш поширених у передовій практиці методів контролю. Найбільш вживаними й перспективними методами діагностування електрообладнання є такі:

- для силових трансформаторів – хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі; температурний контроль; контроль зносу контактів РПН; тепловізійний контроль трансформатора; реєстрація часткових розрядів в ізоляції;
- вимикачів високої напруги – контроль комутаційного й механічного ресурсу; оцінка стану контактної системи; контроль характеристик приводу; контроль стану ізоляторів; контроль витoku дугогасного середовища (повітря, елегаз);
- розподільного пристрою і струмопроводу – тепловізійний контроль стану електричних контактів та ізоляторів; дуговий захист;
- електродвигунів – діагностика обриву стержнів короткозамкнутого ротора; контроль виткових замикань; вібраційний контроль обмотки статора; контроль підшипникового вузла; контроль і захист від неуспішних пусків; контроль ексцентриситету повітряного зазору між ротором і статором; контроль неповнофазних режимів; контроль напрямку обертання; безперервний селективний контроль активного опору ізоляції; температурний контроль; оцінка витрати ресурсу на основі контролю пускових і тривалих режимів роботи;
- повітряних та кабельних ліній – дистанційна тепловізійна діагностика контактів і підвісної ізоляції; контроль часткових розрядів; діагностика опор ЛЕП; контроль стану ізоляції кабелів.

4.4.3.1. Тепловізійний моніторинг

Тепловізійні обстеження є методом теплового неруйнівного контролю. Вони базуються на аналізі температурних полів за допомогою термограм, одержуваних на основі портативних інфрачервоних камер-тепловізорів. Інфрачервоне (ІЧ) випромінювання здійснюють всі тіла за будь-якої температури, відмінної від абсолютного нуля. Як і інше випромінювання, воно може поглинатися тілами, поміщеними

на його шляху, і перетворюватися в теплоту. ІЧ є частиною оптичного випромінювання і займає в спектрі електромагнітних коливань діапазон від 0,76 до 1 000 мкм. Спектр теплового випромінювання твердих тіл характеризується безперервним розподілом випромінювання по всьому діапазону з єдиним максимумом, положення якого залежить від температури тіла й визначається законом зсуву Віна, згідно з яким довжина хвилі максимального випромінювання $\lambda_{\max}$ обернено пропорційна абсолютній температурі тіла $\lambda_{\max} = \frac{b}{T}$, де b – стала Віна, рівна 0,2898 см·град.

Зміна температури елементів і вузлів електрообладнання ТП в процесі експлуатації є важливою інформативною ознакою їх технічного стану. Дистанційний контроль температури нагріву струмоведучих частин, контактних з'єднань, корпусів електрообладнання, підвісної і опорно-стержневої ізоляції реалізується засобами тепловізійного контролю [89–92]. Приклад термограми вводу 10 кВ трансформаторної підстанції з аварійним дефектом, що вимагає негайного усунення, показаний на рис. 4.5.

Технічні можливості сучасних тепловізорів та практичні завдання, які вирішуються за їх допомогою, різноманітні [93–107].

a



б

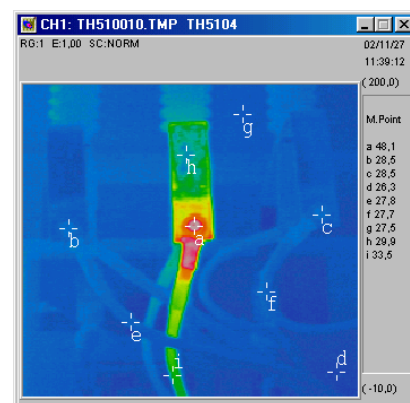


Рис. 4.5. Приклад інфрачервоного діагностування:

a – цифрова фотографія, *б* – термограма

За допомогою тепловізійного діагностування можуть бути виявлені такі пошкодження:

- для силових трансформаторів: місця виникнення магнітних полів розсіювання; наявність застійних зон у баках за рахунок шлако-

утворення, розбухання або зсуву ізоляції обмоток, несправності маслосистеми; дефекти вводів і систем охолодження;

- *для комутаційної апаратури*: перегрів контактів струмоведучих шин (рис. 4.6), робочих і дугогасильних камер; порушення ізоляції; дефекти вводів, тріщини опорно-стержневих ізоляторів;

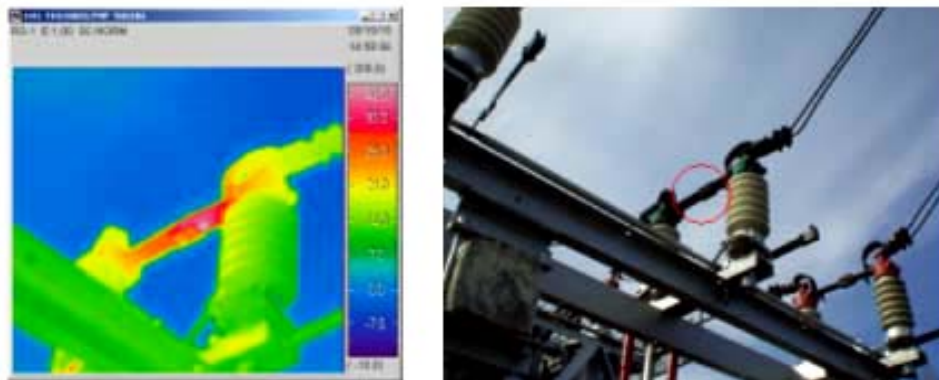


Рис. 4.6. Термограма дефектного роз'єднувача 27,5 кВ

- *для вимірювальних трансформаторів*: перегріви зовнішніх і внутрішніх контактних з'єднань; зниження надійності внутрішньої ізоляції обмоток;

- *для вентилях розрядників і обмежувачів перенапруг*: порушення герметизації елементів; обриви шунтувальних опорів; відхилення в комплектації елементів [114];

- *для конденсаторів*: пробіи секцій елементів.

Найбільш часто перегріваються контактні з'єднання електрообладнання у відкритих і закритих розподільних пристроях [108–113], наприклад болтові й спресовані з'єднання, зварні шви, контакти роз'єднувачів. Це зумовлює підвищену увагу до контактів у плані можливостей тепловізійного обстеження. У результаті обстежень встановлено такий розподіл дефектів за контактами: болтові з'єднання – 48 %; спресовані – 6 %, зварні шви – 2 %, контакти роз'єднувачів – 43 %, провідники і кабельні мережі – 1 % [115].

Система ТВО ілюструється схемою, показаною на рис. 4.7, і містить комплекс взаємопов'язаних циклів, що визначають послідовність проведення операцій та їх інформативність [115]. Регламент проведення ТВО включає в себе періодичність та обсяг вимірювань на контрольованому об'єкті (тяговій підстанції).

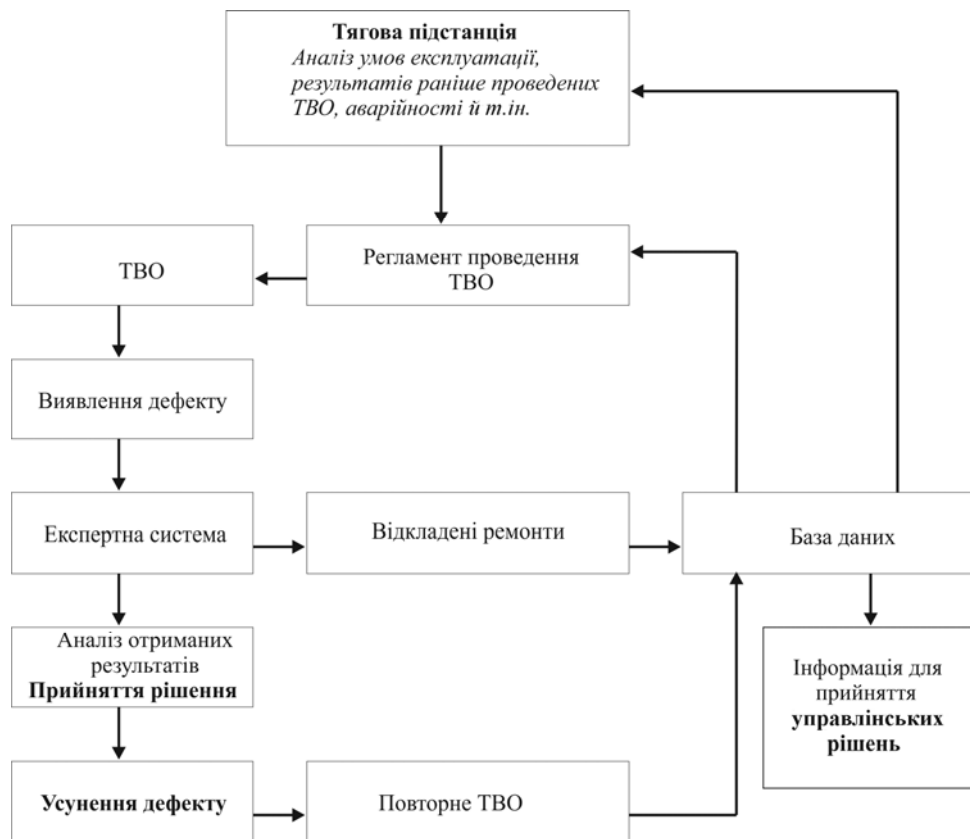


Рис. 4.7. Система тепловізійного діагностування електрообладнання тягових підстанцій

Періодичність ТВО електрообладнання визначається з урахуванням досвіду його експлуатації, режиму роботи, зовнішніх факторів і регламентується нормами [116]. Тепловізійне обстеження повинно виконуватися приладами інфрачервоного контролю, що забезпечують достатню ефективність у визначенні дефекту на працюючому обладнанні.

Стан дефекту у своєму розвитку характеризується за такими чотирма категоріями або стадіями:

- нормальний стан;
- початковий розвиток дефекту;
- сильний розвиток дефекту;
- аварійна стадія розвитку дефекту.

Виявлення дефекту повинне здійснюватися на ранній стадії його розвитку, для чого прилад інфрачервоного контролю повинен мати достатню чутливість навіть в умовах впливу низки несприятливих факторів, які можуть спостерігатися в експлуатації: від'ємні температури, запиленість, електромагнітні поля та інші фактори.

При аналізі результатів ТВО повинна здійснюватися оцінка виявленого дефекту й прогнозування можливостей його розвитку. Для тягових трансформаторів ефективність та інформативність такої оцінки є особливо високою, якщо вона здійснюється на базі експертної системи [117].

У цьому випадку від спільного використання та аналізу всієї доступної на поточний момент інформації проявляється синергетичний ефект, що й дозволяє отримати максимальний результат (див. рис. 4.7). Після усунення виявленого дефекту необхідне повторне діагностування для оцінки якості виконаного ремонту.

База даних для відповідальних об'єктів (трансформатори, вимикачі, розрядники) повинна містити результати ТВО і необхідну технічну інформацію про об'єкт, який діагностується:

- термін служби та умови експлуатації;
- обсяги та види ремонтних робіт;
- результати профілактичних випробувань і вимірювань.

Оцінка технічного стану контактних з'єднань здійснюється порівнянням температури однотипних контактів, що перебувають в однакових умовах з навантаження і охолодження, а також температурою контактного з'єднання й суцільних ділянок струмопроводів. Оцінка технічного стану ізоляторів заснована на оцінці різниці температур дефектного й непробитого ізолятора. Ця різниця визначається напругою на ізоляторі й величиною діелектричних втрат фарфору ізолятора:

$$\omega C U_{i3}^2 \operatorname{tg} \delta = \alpha_{\text{еф}} F_{i3} (T_{i3} - T_o), \quad (4.14)$$

де ω – кутова частота напруги мережі;

C – ємність ізолятора;

U_{i3}^2 – напруга на ізоляторі;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляторі;

$\alpha_{\text{еф}}$ – коефіцієнт випромінювання матеріалу ізолятора;

F_{i3} – площа поверхні випромінювання ізолятора;

T_{i3} – температура ізолятора;

T_o – температура навколишнього середовища.

Температура пробитого ізолятора дорівнює температурі навколишнього середовища, тому що напруга на ньому дорівнює нулю. Температура непробитого ізолятора визначається за середніми параметрами

рами ємності, розмірів і напруги, перевищує температуру навколишнього середовища на 0,4...0,5 °C.

Сучасні тепловізори працюють безпомилково, дозволяючи на відстані від 1 до 20 м «побачити» зайвий нагрів устаткування чи ненадійний контакт.

Для інфрачервоної діагностики електрообладнання слід застосовувати тепловізори, що відповідають таким умовам [118]:

- спектральний діапазон – переважно довгохвильовий (8–12 мкм);
- діапазон вимірюваних температур – від +10° до + 200 °C (з можливістю розширення до + 500 °C);
- поріг температурної чутливості – інструментальна похибка вимірювання температури не менше 0,1–0,3 °C при температурі 25–30 °C, не більш як 2 % від верхньої межі діапазону вимірювання;
- поле (кут) зору – 18–24 кутових градуси;
- швидкодія – не менше 12 кадрів за секунду;
- живлення – автономне, дозволяє працювати від одного комплекту акумуляторів не менше 2–3 годин;
- можливості роботи з термограмами – запис результатів термограм на електронному носії, наявність програмного забезпечення для обробки і друку термограм;
- умови експлуатації – навколишня температура від +10 до + 50 °C;
- параметри і можливості, наявність яких слід враховувати при виборі тепловізорів – детектор без охолодження рідкими холодоагентами; наявність змінної оптики, що дозволяє працювати з кутами зору від 7-10 до 40 кутових градусів; відсутність механічного сканування (FPA детектор), наявність виносного монітора, можливість запису мовних коментарів і зображення, наявність сонячного і атмосферного фільтрів, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля. Бажано наявність ручного управління фокусуванням.

Вибираючи тепловізор, бажано орієнтуватися на апаратуру провідних світових виробників, що використовують сучасну і надійну елементну базу та надають гарантії і послуги із сервісного супроводу та ремонту своєї продукції.

У 2012 році технічний арсенал експертно-технічного центру Придніпровської залізниці (ДЕТЦ) поповнився тепловізором американського виробництва FLUKE TI-32 [119] (рис. 4.8). Цей прилад призначений для перевірки стану електричного обладнання та теплоізоляції будівель.

Спеціалісти відділу експертизи електричних установок ДЕТЦ за допомогою вказаного тепловізора постійно проводять діагностування технічного стану електричного обладнання тягових, трансформаторних підстанцій, які дислокуються на залізничних перегонах і станціях Придніпровської залізниці. За допомогою цього тепловізора протягом робочого дня перевіряється надійність сотень болтових і контактних з'єднань – роз'єднувачів, масляних вимикачів трансформаторів та іншого обладнання.

З метою підвищення безпеки руху поїздів на електрифікованих ділянках та своєчасного виявлення місць підвищеного нагріву електрообладнання Донецька залізниця придбала сучасний матричний тепловізор серії TH-9100 виробництва NEC (Японія) [120] (рис. 4.9).

Ці унікальні прилади мають широкий спектр застосування, малогабаритні, легкі й прості в управлінні та відповідають вимогам до вибору тепловізорів для інфрачервоної діагностики електрообладнання. Практика експлуатації цих приладів дозволяє обстежити протягом місяця дві-три тягових і 15-20 трансформаторних підстанцій. Однак цього обсягу роботи недостатньо для ефективного контролю всього електричного обладнання, наявного на залізницях.



Рис. 4.8. Тепловізор FIUKE TI-32



Рис. 4.9. Тепловізор TH-9100

На основі аналізу результатів тепловізійної діагностики можна об'єктивно оцінювати технічний стан об'єкта, своєчасно виявляти потенційно ненадійні місця обладнання системи тягового електропостачання і дати рекомендації з їх усунення, тобто запобігати аварійним ситуаціям.

4.4.3.2. Метод хроматографічного контролю маслонаповненого обладнання

Це найбільш поширений і відпрацьований в енергетиці метод діагностики [121]. Він застосовується для раннього виявлення дефектів, що розвиваються всередині маслонаповнених силових трансформаторів, автотрансформаторів, шунтувальних реакторів, електричних машин з водомасляною системою охолодження, вимірювальних трансформаторів, високовольтних вводів і високовольтних кабелів. Метод базується на припущенні, що пошкодження в маслонаповненому електрообладнанні супроводжується виділенням різних газів, відсутніх у маслі при нормальній роботі. Ці гази розчинені в маслі. Виділивши їх з масла і провівши хроматографічний аналіз, можна виявити дефекти на ранній стадії виникнення. Зараз вивчено склад газів, що містяться в маслі недефектного нормально працюючого електроустаткування, виявлені гази, характерні для різних пошкоджень, і граничні їх концентрації.

Для оцінки стану маслонаповненого обладнання використовуються такі гази: водень (H_2), метан (CH_4), етан (C_2H_6), етилен (C_2H_4), ацетилен (C_2H_2), чадний газ (CO), вуглекислий газ (CO_2). Крім цього, завжди присутні кисень і азот, а їх концентрація змінюється залежно від герметичності корпусу трансформатора. Також можуть виділятися такі гази, як пропан, бутан, бутен та інші, але їх дослідження з діагностичною метою не набуло великого поширення.

Стан обладнання оцінюється зіставленням отриманих при аналізі кількісних даних з граничними значеннями концентрації газів і за швидкістю зростання концентрації газів у маслі. Важливо розрізняти нормальні й надмірні об'єми газу. Нормальне старіння або газова генерація змінюється залежно від конструкції трансформатора, навантаження і типу ізоляційних матеріалів. Взаємозв'язок основних газів і найбільш характерних видів дефектів такий:

- водень (H_2) – дефекти електричного характеру: часткові розряди, іскрові й дугові розряди;
- метан (CH_4) – дефекти термічного характеру: нагрівання масла й паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур 400-600 °C або нагрів масла і паперово-масляної ізоляції, що супроводжується розрядами;
- етан (C_2H_6) – дефекти термічного характеру: нагрівання масла й паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур 300-400 °C

- етилен (C_2H_4) – дефекти термічного характеру: нагрівання масла й паперово-масляної ізоляції вище $600\text{ }^{\circ}C$;
- ацетилен (C_2H_2) – дефекти електричного характеру: електрична дуга, іскріння;
- чадний газ (CO) – дефекти термічного характеру: старіння і зволоження масла та / або твердої ізоляції;
- вуглекислий газ (CO_2) – дефекти термічного характеру: старіння і зволоження масла та/або твердої ізоляції; нагрів твердої ізоляції.

Відбір масла з працюючого трансформатора здійснюється спеціальними масловідбірниками поршневого типу. При цьому виключається зіткнення масла з навколишнім повітряним середовищем і запобігають втратам розчинених у маслі газів у процесі відбору. Масло поміщається в замкнутий об'єм і газ над поверхнею масла піддається аналізу. Для аналізу складу, динаміки зміни й концентрації газів у пробах масла застосовують хроматографи.

Сьогодні в електроенергетичних компаніях світу широко використовуються газові хроматографи [122]:

- стаціонарні;
- оперативного отримання результату;
- моніторингу вмісту газів у маслі.

Деякі зразки вказаних газових хроматографів наведені в табл. 4.3.

Крім того, відомі вбудовані засоби аналізу газів, розчинених у маслі, і газів, що виділилися, а також пристрої безперервного контролю, робота яких базується на визначенні CO_2 і H_2 , розчинених у маслі (табл. 4.4). Характер і приблизне місце пошкодження визначають за кількісним складом газів. Необхідність виявлення дефекту на ранніх стадіях його розвитку вимагає обробки даних хроматографічного аналізу. Оцінка стану маслонаповненого обладнання здійснюється, як правило, на базі чотирьох критеріїв: 1) граничних концентрацій; 2) швидкості наростання концентрацій газів; 3) відношення концентрацій газів; 4) критерію рівноваги.

Перший критерій дозволяє за значенням перевищення граничних концентрацій судити про характер внутрішніх дефектів. Так, сильні пошкодження ізоляції характеризуються високою концентрацією водню й ацетилену і зазвичай супроводжуються наявністю вуглекислого газу.

Таблиця 4.3

Зразки хроматографів

Марка хроматографа	Фірма	Країна-виробник	Зовнішній вигляд
<i>Стационарні хроматографи</i>			
Agilent-7890 Transformer Oil Gas Analyzers (TOGA)	Agilent Technologies Inc	США	
Кристалл-2000	ЗАО СКБ «Хроматэк»	Росія	
DANI Master GC	DANI Instruments S.p.A.	Італія	
GC-2010	Shimadzu Corp.	Японія	

Продовження табл. 4.3

Марка хроматографа	Фірма	Країна-виробник	Зовнішній вигляд
<i>Хроматографи для оперативного отримання результатів в польових умовах (експрес-аналіз масла)</i>			
PGA-300	Mitsubishi Electric	Японія	
Myrkos	Morgan Schaffer	Канада	
TRANSPORTX	GE Kelman	Ірландія	
<i>Хроматографи для моніторингу вмісту газів у маслі (монітуються безпосередньо на контрольному обладнанні)</i>			
HYDRAN M2 Моніторинг вмісту водню, окису вуглецю, ацетилену, етилену і вмісту вологості масла	GE Energy	США	

Закінчення табл. 4.3

Марка хроматографа	Фірма	Країна-виробник	Зовнішній вигляд
TGM (Transformer Gas Monitor) забезпечує моніторинг вмісту H_2, O_2, N_2, CO_2, CO, H_2O, C_2H_2 і CH_4+, де CH_4 + – це зважена сума вуглеводнів CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_2H_4 і C_3H_6. Масло може відбиратися із системи охолодження бака й розширювача. Може бути встановлений датчик вимірювання вмісту H_2 на газове реле. Може контролювати до трьох трансформаторів, розташованих один біля одного (TGM-2 і TGM-3) C-TCG-6C Пристрій забезпечує моніторинг концентрації шести газів: H_2, CO, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6. Крім цього, вимірюється загальний вміст горючих газів	GATRON GmbH Mitsubishi Electric	Німеччина Японія	 

Відносно велика концентрація насичених і ненасичених вуглеводнів CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 (крім C_2H_2) у поєднанні з невеликим відсотком H_2 вказує на теплове розкладання масла внаслідок перегріву металевих частин; якщо наявна помітна кількість CO і CO_2 , то це означає, що відбувається розкладання целюлози; різке збільшення CO_2 і H_2 може свідчити про сильний локальний перегрів, що супроводжується обуглюванням масла.

Якщо кількість CO_2 в 10...20 разів більша, ніж CO за відсутності інших газоподібних продуктів розкладання, то причиною є термічне розкладання целюлози. При високих температурах виявляється невелика кількість H_2 , а вміст кисню помітно знижений. Наявність водню і невеликої кількості етилену й CO_2 показова для часткових розрядів. У разі слабого іскріння виявляється невелика кількість C_2H_2 . Присутність C_2H_2 вказує на розвиток дефекту всередині трансформатора, який необхідно вивести з експлуатації й оглянути.

При другому критерії контролюються швидкості наростання концентрацій газів. Якщо приріст вмісту газів становить більше 10 % на місяць, трансформатор ставиться на прискорений контроль. Достовірність оцінки стану за допомогою цього критерію значно вища за вуглеводневими газами і CO , ніж за воднем і оксидом вуглецю, втрати яких в пробі масла іноді сумірні з числовим значенням цього критерію.

Третій критерій базується на використанні трьох співвідношень пар газів: $\text{C}_2\text{H}_2 : \text{C}_2\text{H}_4$, $\text{CH}_4 : \text{H}_2$ і $\text{C}_2\text{H}_4 : \text{C}_2\text{H}_6$. Наприклад, виконання умови $\text{C}_2\text{H}_2 : \text{C}_2\text{H}_4 \ll 0,1$ і умови $\text{CH}_4 : \text{H}_2 > 1$ вказує на дефект термічного характеру, а співвідношення $\text{C}_2\text{H}_4 : \text{C}_2\text{H}_6$ характеризує температуру перегріву. Найбільш частими причинами зазначених співвідношень є: виникнення дефектів у ізоляції трансформаторного заліза, нагрів і вигорання контактів РПН, порушення ізоляції стяжних шпильок і ярмових балок з утворенням короткозамкненого контуру, нагрів контактів з'єднань відводів низької напруги.

Четвертий критерій базується на зіставленні результатів аналізу масла з газового реле та з проби. Використовується у випадках спрацьовування газового захисту. На базі цього критерію робиться висновок про можливість включення трансформаторів у роботу і визначається дефект електричного характеру, коли повторне включення трансформатора могло б привести до збільшення осередку ушкодження.

Перспективним напрямком застосування зазначених критеріїв є розробка алгоритмів для реалізації автоматизованих систем оцінки стану маслонаповненого електрообладнання. Слід зазначити універ-

сальність методу і зростаючу зі збільшенням напруги ефективність його використання.

Для прикладу, у табл. 4.5 наведено основні дефекти трансформаторів, які визначаються за допомогою хроматографічного аналізу [123].

При введенні в роботу трансформатора після капітального ремонту хроматографічний аналіз протягом першого місяця може показати наявність раніше виявлених газів. Якщо дефекти під час ремонту були усунуті, то концентрація характерних газів (крім вуглекислого) надалі зменшується, а вуглекислого газу – не змінюється. Збільшення концентрації свідчить про те, що дефект при ремонті не був усунутий.

Для трансформаторів, які мають плівковий захист масла, а також для інших трансформаторів, у яких на підставі аналізу передбачалося пошкодження твердої ізоляції, але воно не було виявлено при капітальному ремонті, проводиться розширений аналіз розчинених у маслі газів. Оцінка ступеня небезпеки передбачуваного пошкодження виконується за співвідношенням концентрації газів відповідно до даних табл. 4.6.

Найбільш небезпечним дефектом є пошкодження твердої ізоляції, яке супроводжується частковими розрядами в ній. Припустити його наявність можна в тому випадку, якщо на нього вказують не менше двох співвідношень у наведеній таблиці. Експлуатація таких трансформаторів допускається тільки за згодою заводу-виготівника.

Якщо виявлено часткові розряди в маслі, потрібно переконатися, що виниклий дефект не впливає на тверду ізоляцію. Для цього хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів слід повторювати через кожні два тижні. Якщо протягом 3 місяців співвідношення не змінюються, то тверда ізоляція не порушена.

Додатковим підтвердженням ушкоджень, виявлених за вказаними співвідношеннями, є швидкість зміни концентрації газів. Свідченням наявності небезпечного дефекту є збільшення концентрації ацетилену при часткових розрядах у маслі на 0,004-0,01 % за місяць і більше, при часткових розрядах у твердій ізоляції 0,02-0,03 % за місяць. Для перегрівів (остання колонка таблиці) характерне зниження швидкості наростання концентрації газів, у першу чергу метану і ацетилену, при цьому рекомендується провести дегазацію масла в баці трансформатора з подальшим відбором проб 1 раз в 2 тижні. У загальному випадку періодичність відбору проб для хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів – 1 раз на 6 місяців.

Дефекти трансформаторів, які визначаються за допомогою хроматографічного аналізу

Найменування дефектів	Основні гази	Характерні гази
Перегріві струмоведучих з'єднань: нагрів і вигорання контактів перемикальних пристроїв; ослаблення й нагрів місця кріплення електростатичного екрана; обрив електростатичного екрана; ослаблення гвинтів компенсаторів відводів НН; ослаблення і нагрівання контактних з'єднань відводу НН і шпильки прохідного ізолятора; тріщина пайки елементів обмотки: замикання паралельних і елементарних провідників обмотки та ін.	C_2H_4 – у разі нагріву масла й паперово-масляної ізоляції вище 600 °С C_2H_2 – у разі перегріву масла, викликаного дуговим розрядом	H_2 , CH_4 и C_2H_6
Перегрів елементів конструкції: незадовільна ізоляція листів електротехнічної сталі; порушення ізоляції стяжних шпильок або накладок, ярмових балок з утворенням короткозамкненого контуру;		

Закінчення табл. 4.5

Найменування дефектів	Основні гази	Характерні гази
загальний нагрів і неприпустимий місцевий нагрів від магнітних полів розсіювання в бандажах, пресувальних кільцях і гвинтах; неправильне заземлення магнітопроводу; порушення ізоляції амортизаторів і шипів піддона реактора, домкратів і пресувальних кілець при розпресуванні та ін.		
Часткові розряди	H ₂	CH ₄ і C ₂ H ₂ з малим вмістом
Іскрові й дугові розряди	H ₂ або C ₂ H ₂	CH ₄ і C ₂ H ₄ з будь-яким вмістом
Прискорене старіння та/або зволоження твердої ізоляції	CO і CO ₂	
Перегрів твердої ізоляції	CO ₂	

Таблиця 4.6

**Небезпечні відношення концентрацій розчинених у маслі газів
у трансформаторах з плівковим захистом масла**

Співвідношення концентрацій газів	Відношення концентрації за наявності		
	часткових розрядів		перегрівів струмоведучих з'єднань і елементів конструкції
	у маслі	у твердій ізоляції	
Основні показники			
CH ₄ : H ₂	0,4-1	Менше 0,4	Більше 1
C ₂ H ₂ : C ₂ H ₄	Більше 1	Менше 1	Менше 0,5
C ₂ H ₆ : C ₂ H ₂	Менше 0,5	Менше 0,5	Більше 0,5
C ₂ H ₆ : CH ₄	Менше 0,2	Менше 0,2	Більше 0,2
CO ₂ : CO	Менше 3	Більше 10	Менше 10
Додаткові показники			
CH ₄ : C ₂ H ₄	Більше 5	1-5	—
C ₂ H ₄ : C ₂ H ₆	1-5	Більше 5	—
C ₂ H ₂ : CH ₄	Менше 0,4	Менше 0,4	—

Завдяки високій ефективності діагностики стану трансформаторів шляхом хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів, у ряді енергосистем України зменшено обсяг робіт з традиційних вимірів характеристик ізоляції трансформаторів, які вимагають їх відключення [124].

4.4.3.3. Метод контролю діелектричних характеристик ізоляції

Оцінка стану ізоляції високовольтного силового маслonaповненого обладнання продовжує залишатися одним з актуальних завдань сучасної енергетики України. Традиційна методологія діагностування ізоляції, що базується на періодичному відключенні обладнання та вимірі низки нормованих параметрів, неефективна, особливо в умовах експлуатації застарілого обладнання.

Один із шляхів поліпшення ситуації – впровадження нових сучасних технологій контролю ізоляції без виведення обладнання

з експлуатації (контроль під робочою напругою). Чинними нормами передбачена можливість контролю розглянутого устаткування двома істотно різними методами: нерівноважно-компенсаційним (балансовий контроль) і методом порівняння (диференційний контроль) [125–127].

Нерівноважно-компенсаційний метод базується на вимірюванні суми трифазної системи струмів, що протікають через ізоляцію трьох однотипних об'єктів або трьох фаз одного об'єкта. При рівності струмів справних об'єктів і симетрії фазних напруг сума струмів дорівнює нулю.

Диференційний контроль – метод вимірювань, при якому вимірюється різниця між вимірюваною величиною і однорідною величиною, що має відоме значення та може незначно відрізнятися від значення вимірюваної величини.

Не розглядаючи не раз обговорювані переваги й недоліки вказаних методів та пристроїв, за допомогою яких вони здійснюються, можна зробити висновок, що ці пристрої залишаються скоріше приладами аварійної сигналізації, ніж діагностики. Високий поріг спрацьовування, установлюваний для впевненого виявлення дефекту, не дозволяє використовувати їх для раннього виявлення дефектів ізоляції і відстеження їх розвитку.

При здійсненні контролю під робочою напругою методом порівняння [125,127] реалізують стеження за зміною традиційно вимірюваних електричних характеристик ізоляції: тангенса діелектричних втрат і ємності. При цьому особливу роль відіграє достовірність одержуваної інформації, що передбачає високу точність проведених вимірювань. Прилади нового покоління, що базуються на мікропроцесорній техніці, здатні здійснювати автоматичний контроль електричних характеристик ізоляції з високою точністю. До названих приладів можна віднести вимірювачі параметрів ізоляції сімейства «Вектор», які розроблені НПП «ОСТ» (науково-виробниче підприємство «ОСТ» створено на основі синтезу досвіду фахівців енергетики України і Росії, наукових шкіл Інституту електродинаміки Національної Академії Наук України та НТУУ «Київський політехнічний інститут») та випускаються в Україні з 1999 року (вимірювання здійснюється на першій гармоніці промислової частоти) [128]. Вимірювач параметрів ізоляції (міст змінного струму) «Вектор 2.0 М» (рис. 4.10) сертифікований в Україні (свідоцтво № UA - МІ / 3р-1293-2009), зареєстрований

у Державному реєстрі засобів вимірювальної техніки України під номером 20664-05 та в Російській Федерації (свідоцтво RU.C.34.001. А № 20495).

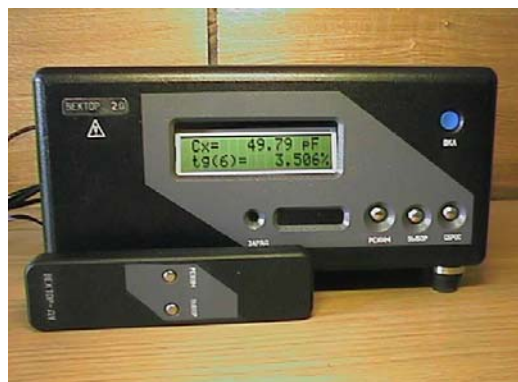


Рис. 4.10. Загальний вигляд вимірювача параметрів ізоляції «Вектор-2.0 М»

матеріалів рідких діелектриків, кабельної продукції, векторних вимірювань на промисловій частоті, діагностики високовольтної ізоляції під робочою напругою. Вимірювані параметри: ємність, тангенс кута втрат, струм (вектор), напруга (вектор), кут зсуву фаз. Прилад може застосовуватися і для вимірювання втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, опору короткого замикання і коефіцієнта трансформації.

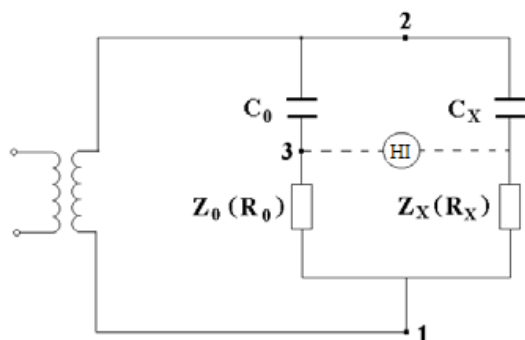


Рис. 4.11. Схема вимірювання $\text{tg}\delta$ і ємності ізоляції

«Вектор 2.0 М» рекомендований до застосування при контролі параметрів ізоляції обладнання електростанцій і підстанцій в методичних вказівках держконцерну «Росенергоатом» [МУ 0632-2006]. При розробці приладу використані сучасні методи цифрової обробки сигналів, що забезпечують високу точність і стабільність показань [129].

Вимірювач параметрів ізоляції «Вектор-2.0 М» (міст змінного струму) призначений для визначення параметрів електротехнічного устаткування, електроізоляційних

«Вектор-2.0 М» не є класичним мостом Шерінга, вимірювання на якому здійснюються балансуванням низьковольтних плечей моста (Z_0 і Z_x) з контролем рівня балансу за нуль-індикатором (HI). Це цифровий синхронний вимірювач електричних сигналів. У ньому безпосередньо вимірюються з високою точністю два спади напруг на низькоомних опорах R_0 і R_x (рис. 4.11), а також кут зсуву між електричними сигналами по зразковому (0)

і вимірюваному каналах (X). Усі вимірювання проводяться на першій гармоніці промислової частоти (коефіцієнт придушення третьої гармоніки не менше 300), завдяки чому виключається вплив вищих гармонік на результат вимірювання.

Основні параметри приладу наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Основні характеристики вимірювача параметрів ізоляції «Вектор 2.0 М»

Вимірювана величина	Діапазон	Роздільна здатність	Похибка
Ємність	1pF ÷ 10μF	0,0001pF – 0,001μF	0,5%
Тангенс кута діелектричних втрат	0 ÷ 10,0	0,00001	±(0,0001 + 0,005·tgδ)
$T_{ок}, R_{вх} = 10 \text{ Ом}$	2μA ÷ 100mA	0,001μA – 0,01 mA	0,5 %
$R_{вх} = 0,01 \text{ Ом}$	100mA – 5A	0,01mA – 0,001 A	0,3 %
Напруга, $R_{вх} = 1 \text{ М}\Omega$	1V ÷ 500V	0,0001 – 0,1 V	0,3 %

Закінчення табл. 4.7

Вимірювана величина	Діапазон	Роздільна здатність	Похибка
Кут зсуву фаз	0° ÷ ±180°	0,001°	± (0,006+0,005φ)°)
Частота	48 ÷ 52 Hz	0,01 Hz	±0,02Hz
Потужність	2μW ÷ 2,5 kW	–	0,5%
Комплексний опір			
R	2 mОм ÷ 300 кОм	0,01 mОм – 0,1 кОм	0,5 %
C	0,001÷16000μF	0,001nF – 1μF	
L	1μH÷16 H	0,01μH – 0,001H	
Коефіцієнт трансформації, група	1 ÷ 500,0 1-12	0,001 – 0,1	0,5 %

Розроблене для приладу програмне забезпечення передбачає спільну роботу приладу з комп'ютером: дистанційне бездротове управління приладом; збереження, накопичення, організація в бази даних і аналіз одержуваних результатів; підготовка протоколів випробувань. Разом з приладом можуть поставлятися компактний вимірювач

льний конденсатор «Вектор С» (30 пФ, до 10 кВ) та комутатори, що забезпечують простоту перемикання при проведенні випробувань без додаткових перез'єднань, «Вектор - К63» (рис. 4.12), «Вектор К».



Рис.4.12. Загальний вигляд комутатора «Вектор-К63»

Комплект вимірювальний «Вектор-К63» (комутатор) при спільному використанні з вимірювачем (мостом) «Вектор-2.0 М» або його модифікаціями дозволяє проводити вимірювання струму, напруги, кута зсуву фаз, частоти, активної й реактивної потужності, у тому числі втрати холостого ходу, коефіцієнта потужності, комплексного опору (Z , R , L , C), а також опору короткого замикання, коефіцієнта трансформації і визначення групи

з'єднання обмоток трансформаторів у однофазних і трифазних трипровідних і чотирипровідних колах змінного струму промислової частоти при рівномірному й нерівномірному навантаженні фаз.

Можливості та параметри сучасних приладів діагностики і їх доступність в Україні дозволяють при контролі стану ізоляції вводів, трансформаторів і трансформаторів струму повністю переходити на контроль електричних параметрів під робочою напругою (без виведення з експлуатації) і здійснювати обслуговування «за фактичним технічним станом» силового електрообладнання. Тільки частий періодичний (безперервний) контроль стану ізоляції маслонаповненого силового електрообладнання ТП під робочою напругою дозволить своєчасно виявляти дефекти ізоляції і запобігати аваріям.

Розробка та впровадження системи автоматизованого контролю ізоляції конденсаторного типу із зміни тангенса кута втрат і ємності при використанні сучасних вимірювальних приладів з підтвердженою сертифікацією похибкою вимірювань дозволять здійснювати раннє виявлення дефектів і своєчасно запобігати аварійному виходу силового електрообладнання ТП з ладу.

4.4.3.4. Метод контролю розрядів в ізоляції високовольтного обладнання

У процесі експлуатації ізоляція обладнання високої напруги піддається впливам електричного поля, змін температури, вібрації, зволоженню та ін. При тривалому впливі зазначених факторів в ізоляції утворюються розшарування й порожнини, заповнені газом або повітрям. Напруженість електричного поля в газовому включенні перевищує напруженість поля в навколишньому твердому або рідкому діелектрику, оскільки діелектрична постійна твердого та рідкого діелектрика вище, ніж діелектрична стала газу. Ці процеси створюють умови для виникнення пробою або перекриття ізоляції в місці дефекту, яке і являє собою частковий розряд [130]. Часткові розряди, будучи наслідком дефектів ізоляційної конструкції, самі запускають процеси подальшого руйнування діелектрика.

Згідно з ГОСТ 20074-83 частковим розрядом (ЧР) називається локальний електричний розряд, який шунтує тільки частину ізоляції в електроізоляційній системі [131]. ЧР виникають у вигляді імпульсів струму, що мають тривалість набагато меншу 10^{-6} с. Процес виникнення і розвитку ЧР істотно залежить від типу і конструктивних особливостей ізоляції об'єкта.

Часто при аналізі ЧР користуються терміном «інтенсивність», який відображає кількісну сторону процесу і вживається в поєднанні із зазначенням однієї з характеристик ЧР. До таких характеристик ЧР відносять [132,133]:

- заряд (q , Кл), абсолютне значення такого заряду при миттєвій дії на електроди випробуваного об'єкта короткочасно змінює напругу між його електродами так само, як ці зміни сталися б при ЧР;
- часовий інтервал одного циклу вимірювання ($t_{1ц}$, с) – період часу безперервного вимірювання ЧР, виражений у секундах.
- середній струм (I , Кл/с, А) – сума абсолютних значень зарядів ЧР від мінімального значення реєстрованого заряду q_0 до максимального q_{max} за інтервал часу $t_{1ц}$, поділена на цей інтервал:

$$I = \frac{(|q_0| + |q_1| + |q_2| + \dots + |q_{max}|)}{t_{1ц}}, \quad (4.15)$$

де $q_0, q_1, q_2, \dots, q_{max}$ – абсолютні значення зарядів ЧР, що здаються, зареєстрованих за час $t_{1ц}$.

- потужність (P_0 , Вт) – сума добутків значень зарядів ЧР за інтервал часу одного циклу вимірювання на миттєві значення впливу напруги на ізоляцію в момент утворення відповідних ЧР, поділена на інтервал часу вимірювання:

$$P_0 = \frac{(q_0 \cdot U_0 + q_1 \cdot U_1 + q_2 \cdot U_2 + \dots + q_{\max} \cdot U_{\max})}{t_{1ц}} = \frac{\sum_{i=1}^m q_i \cdot U_i}{t_{1ц}}, \quad (4.16)$$

де $U_0, U_1, U_2, \dots, U_{\max}$ – миттєві значення впливаючої на ізоляцію напруги в момент утворення відповідних ЧР;

m – кількість значень зарядів ЧР, що здаються за час $t_{1ц}$;

$q_i \cdot U_i$ – енергія імпульсу.

Розрізняють ЧР двох видів – початкові й критичні [133].

Початкові ЧР – це розряди слабкої інтенсивності, що не призводять до помітного руйнування ізоляції при тривалому (тисячі годин) впливі й не знижують при короткочасному впливі значення напруги згасання розрядів. При тривалому існуванні таких ЧР відбувається старіння ізоляції.

Критичні ЧР – розряди великої інтенсивності, які викликають швидке руйнування ізоляції і зниження значення напруги згасання розрядів.

Зовнішніми проявами ЧР в ізоляції електрообладнання є ефекти, пов'язані з протіканням струму розряду, а також викликані перерозподілом зарядів елементів схеми через нейтралізацію деякого заряду в зоні дефекту. Імпульс струму ЧР створює швидкі зміни електромагнітного поля й випромінювання в широкій області частот, а також стрибки тиску в навколишньому середовищі. При перерозподілі зарядів у схемі вимірювань протікають струми перехідного процесу.

Для діагностування ізоляції обладнання широко використовуються електричні методи, що базуються на вимірюванні струму перехідного процесу в схемі контролю, а також акустичні методи виявлення імпульсів тиску, викликаних частковими розрядами.

Достовірність акустичних методів контролю ЧР істотно залежить від місць виникнення розрядів, умов проходження сигналів і від загасання їх в елементах ізоляційної конструкції. У зв'язку з цим акустичні методи контролю сьогодні переважно використовуються для

виявлення наявності ЧР (визначення місць виникнення ЧР в обладнанні, в основному в трансформаторах).

Основним джерелом перешкод при застосуванні електричних методів вимірювань ЧР є розряди корони на проводах, шинах і в обладнанні. Імпульси коронних розрядів мають високу інтенсивність. Вилучення таких перешкод з результатів вимірювань пов'язане з великими труднощами [125,133].

При акустичних методах індикації ЧР основними джерелами перешкод є шуми системи циркуляції та охолодження масла трансформатора, а також магнітострикція його сердечника. Вплив цих перешкод можна досить просто знизити. Тому застосування акустичних методів не обмежується перешкодами так сильно, як при електричних методах, що є їх істотною перевагою.

Основні параметри одиничного часткового розряду.

Цілком очевидно, що, базуючись на фазовому розподілі імпульсів ЧР, можна розрахувати миттєве значення прикладеної напруги, звичайно, якщо фазова прив'язка імпульсів виконана правильно і достовірно розрахована потужність. Проте зовсім не всі прилади реєструють фазовий розподіл імпульсів, а якщо ця функція в них реалізована, то використовуваний датчик ЧР може реєструвати імпульси ЧР з двох або навіть трьох фаз об'єкта. Яку напруга слід брати в такому разі, з якою фази? Для розв'язання цього питання американський стандарт з ЧР пропонує використовувати ще один діагностичний параметр, який найчастіше називають PDI (Partial Discharge Intensity). У цій величині замість миттєвої напруги в момент проходження імпульсу ЧР береться її діюче значення, тобто однакова напруга для всіх імпульсів, а не персональна для кожного. Виконуючи порівняльні розрахунки, можна переконатися, що підсумкова відмінність параметрів, розрахованих у першому і в другому випадках, лежить у межах 20 %. Цього цілком достатньо, щоб коректно оцінити рівень і будувати тренд. Параметр PDI є одним з основних, що використовуються для оцінки інтенсивності ЧР в контрольованому об'єкті.

Дуже важливими є ще два параметри одиничного часткового розряду, якими оперують практично всі розробники діагностичного обладнання і практичні його користувачі. Це частота і тривалість імпульсу часткового розряду. Визначимо зміст цих параметрів за допомогою рис. 4.13.

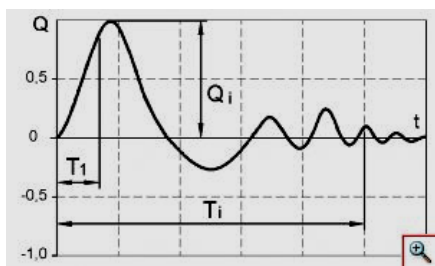


Рис. 4.13. Параметри одиничного часткового розряду

По-перше, частота імпульсу часткового розряду, незважаючи на фізичну простоту цього параметра, стосовно теорії часткових розрядів може мати варіації. На рис. 4.13 видно, що перший фронт зареєстрованого імпульсу досить крутий, але вже після першого максимуму сигнал «спадає» по більш пологій кривій, яка постійно змінює свою форму. У самому ж кінці імпульсу ми маємо загасаючі коливання з більш високою частотою. Що прийняти в даному випадку за частоту імпульсу часткового розряду, початок, середину або закінчення імпульсу? Очевидно, що ці параметри можуть відрізнятися в практичних випадках багаторазово, у кілька разів, що добре ілюструє наведений рисунок. Очевидно, що спочатку імпульс часткового розряду виникає безпосередньо в зоні дефекту. Далі імпульс поширюється електромагнітним або електричним способом у навколишнє середовище, яке також має свої електромагнітні властивості, відмінні від властивостей зони дефекту. Відмінність властивостей цієї навколишньої зони призводить до появи в сигналі коливань з іншою резонансною частотою. Зрештою, імпульс може згаснути на ще більшій відстані від місця виникнення (зони дефекту), наприклад, це може відбутися вже в елементах конструкції обладнання, які також мають свої резонансні властивості, проте з частотними властивостями зони дефекту вони ніяк не пов'язані. У цьому випадку можна зробити висновок, що безпосередньо до частоти імпульсу часткового розряду в зоні дефекту має відношення тільки його передній фронт, який найбільшою мірою відповідає частотним властивостям розряду. Все інше в сигналі стосується електромагнітних властивостей середовища навколо зони дефекту, і чим більше часу пройшло з моменту виникнення імпульсу, тим більший обсяг навколо дефекту залучений в процес коливань, тим більше частот може бути «замішано» в сигналі. Якщо це так, то справжня частота імпульсу часткового розряду максимально достовірно може бути визначена тільки параметрами переднього фронту імпульсу, що повністю відповідає використанню математичного виразу

$$F = \frac{1}{4T_1}. \quad (4.17)$$

Згідно з (4.17), величину «тривалості одного періоду імпульсу часткового розряду» можна визначити як тривалість переднього фронту імпульсу, помножену на чотири.

По-друге, для визначення загальної «тривалості імпульсу часткового розряду» необхідно прийняти рішення, що імпульс часткового розряду можна вважати закінченим у момент часу, коли значення амплітуди стане меншим на 10 % від максимальної амплітуди даного сигналу. Обмеження в 10 % є умовним. Таким чином, можна сказати, що кожен імпульс часткового розряду характеризується трьома параметрами, а саме: Q – величина уявного заряду, кількісно пропорційна максимальній амплітуді імпульсу; F – частота імпульсу часткового розряду; T – тривалість імпульсу часткового розряду, визначена за рівнем 10 % від максимального значення імпульсу.

Нормативні документи [131,132] у разі перебування джерела ЧР у головній ізоляції встановлюють такі граничні рівні заряду ЧР:

- бездефектний стан, пКл – < 100 ;
- нормальний стан, пКл – до 1000;
- стан, що вимагає з'ясування причин виникнення ЧР (наприклад, зволоження, домішки та ін.), пКл – $1000 \leq q \leq 25000$;
- дефектний стан, нКл – $5 \leq q \leq 25$;
- незворотні пошкодження (повзучий розряд), нКл – ≥ 25 ;
- критичний (небезпечний) стан, нКл – ≥ 100 .

У випадку, коли результати локації виявляють місце осередку ЧР в ізоляції вводу, зазначені гранично допустимі значення заряду в основній ізоляції повинні бути знижені приблизно на порядок.

4.4.3.5. Електрофізичний метод контролю

Перспективним напрямком діагностики електрообладнання ТП є застосування електрофізичних методів контролю. Перевага таких методів у швидкодії отримання первинної інформації, у зручності її передачі та поданні у вигляді сигналу відгуку. Датчики легко вбудовуються в об'єкт, мають просту апаратурну реалізацію, можливість налаштування на різні електрофізичні ефекти, високу ефективність виявлення дефектів, легко піддаються автоматизації та реалізації на ЕОМ. Методичною основою використання електрофізичних методів є принцип спостереження, а носіями інформації є електрофізичні ефекти, що виникають при активізації фізичних процесів. За способами прояву, виведення й обробки інформації ефекти такого типу

можна розділити на інтегральні ефекти і пов'язані з ними перехідні процеси, ефекти нелінійності, флуктаційні ефекти і шуми. Використання електрофізичних ефектів проводиться на основі визначення способу прояви дефекту або дефектоутворювального фактора у вигляді конкретного фізичного процесу й можливості спостереження за цим процесом зовнішніми засобами. Ця можливість зумовлюється досконалістю використовуваних вимірювальних засобів.

4.5. Процесно-орієнтований підхід діагностування обладнання тягових підстанцій

Аналіз сучасних методів підвищення ефективності функціонування підприємств показує, що вирішення проблеми вдосконалення управління якістю ТО і Р та діагностування технологічного обладнання повинне здійснюватися на основі застосування досягнень сучасного менеджменту, у тому числі менеджменту якості [134–137], який передбачає широке використання принципів процесного підходу і стандартизацію відповідних видів діяльності. Практичне застосування процесного підходу передбачає детальний аналіз та опис виробничого процесу підприємства у вигляді єдиної та узгодженої мережі процесів з урахуванням всіх компонентів, необхідних для якісного функціонування кожного зі складових процесів. При цьому необхідне визначення основного змісту та мети кожного процесу, власника й керівника процесу, нормативів, входів, виходів і ресурсів процесу, вимірюваних параметрів і показників результативності та ефективності процесу, а також опис процесів постачальників і споживачів електроенергії. На сьогодні існують загальні рекомендації щодо впровадження процесного підходу на підприємстві та розробки необхідних для цього стандартів, що утворюють документацію системи керування якістю. Однак вони не враховують специфіку процесу ТО і Р обладнання СТЕ і тому повинні бути розвинені в напрямку відображення особливостей експлуатації обладнання системи. Тому на цей час є актуальним завдання розробки методу організації та стандартизації процесу ТО і Р обладнання СТЕ відповідно до принципів процесного підходу з метою підвищення якості робіт, виконуваних ремонтними службами дистанцій електропостачання.

Процесно-орієнтований підхід [134, 136] полягає в тому, що організація розглядається як система взаємопов'язаних видів діяльності. Застосування в організації системи процесів разом з їх ідентифікацією та взаємодією, а також менеджмент процесів спрямований на отримання бажаного результату.

Сам процес – це сукупність взаємопов'язаних видів діяльності, з метою перетворення входів у виходи (рис. 4.14).

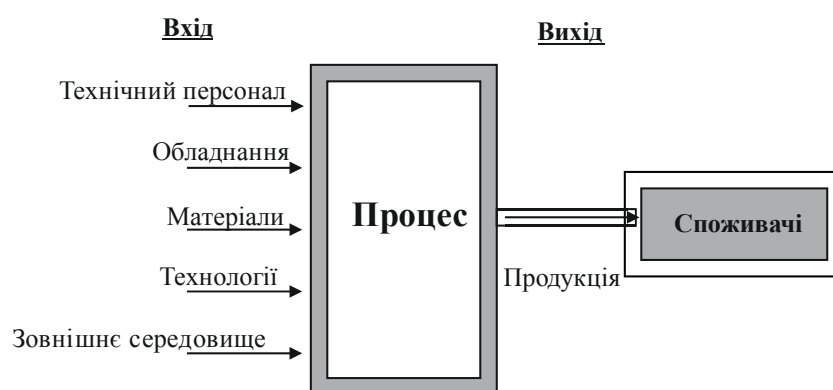


Рис. 4.14. Структурна схема процесно-орієнтованого підходу

Пріоритетність процесів і методи, що використовуються для покращення діагностування та ТО і Р обладнання ТП, залежать від їх якості та значущості. У першу чергу необхідно покращувати процеси, що мають першочергове значення для підвищення якості показників функціонування ТП.

Основними методичними інструментами процесно-орієнтованого управління є оптимізація і інжиніринг бізнес-процесів, збалансована система показників, комплексна діагностика і вдосконалення системи управління, система мотивації персоналу, управління операційними ризиками, цілий ряд інформаційних технологій [138]. На сьогодні існує велика кількість методів діагностування обладнання на ТП і загалом в енергетиці, але не всі вони зручні, точні й практичні. Тому ефективна та якісна діагностика займає актуальне місце в сучасній енергетиці, у тому числі це стосується силового обладнання ТП.

У сучасних економічних умовах експлуатації силового електрообладнання ТП необхідно розробляти та використовувати нові принципи, методи та моделі, що забезпечать якість системи ТО і Р обладнання ТП. Система ТО і Р основного електрообладнання ТП являє собою складну ієрархічну структуру, схильну до впливу великої кількості експлуатаційних факторів. Також практично існують два процеси:

з одного боку – забезпечення електроенергією споживачів, пов’язане з якістю експлуатації обладнання ТП; з іншого – необхідність утримання обладнання в працездатному стані. У цих умовах завдання безперебійного і якісного електропостачання ЕРС залізниць значною мірою залежить і визначається системою ТО і Р, якій належить ключова роль в забезпеченні якісного технічного стану обладнання, що відповідає вимогам до дистанції електропостачання, і тим самим сприяє досягненню вказаної мети.

Застосування процесного підходу діагностування та ТО і Р силового електрообладнання ТП дозволить виявити фактори, що впливають на якість їх функціонування за допомогою різних методів (математичних, статистичних, оптимізаційних, експертних), а також дозволить вдосконалити процес ТО і Р за рахунок впровадження новітніх технологій та методів моніторингу, діагностики, ТО і Р та підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Одним із таких методів є графічний метод, який передбачає побудову причинно-наслідкової діаграми, яка забезпечує простоту, наочність та візуалізацію процесів оперативного контролю якості. Такий підхід запропоновано японським вченим К. Ісікавою, спеціалістом у теорії управління якістю.

Згідно з теорією К. Ісікави та враховуючи проведені дослідження (розд. 1, 3, 4), надійне функціонування ТП можна оцінити питомою пошкоджуваністю обладнання, яка вказує на основні порушення нормальної роботи ТП за рахунок недосконалості:

- системи ТО і Р пристроїв ТП;
- системи діагностики ТП;
- технічного забезпечення та методів ТО і Р пристроїв ТП;
- роботи зовнішньої енергосистеми;
- людського фактора.

Враховуючи розглянуте, побудуємо причинно-наслідкову діаграму Ісікави (рис. 4.15) аналізу збоїв у роботі тягової підстанції.

Причинно-наслідкова діаграма Ісікави показує найбільш вагомі фактори, які впливають на порушення нормальної роботи обладнання [139, 140].

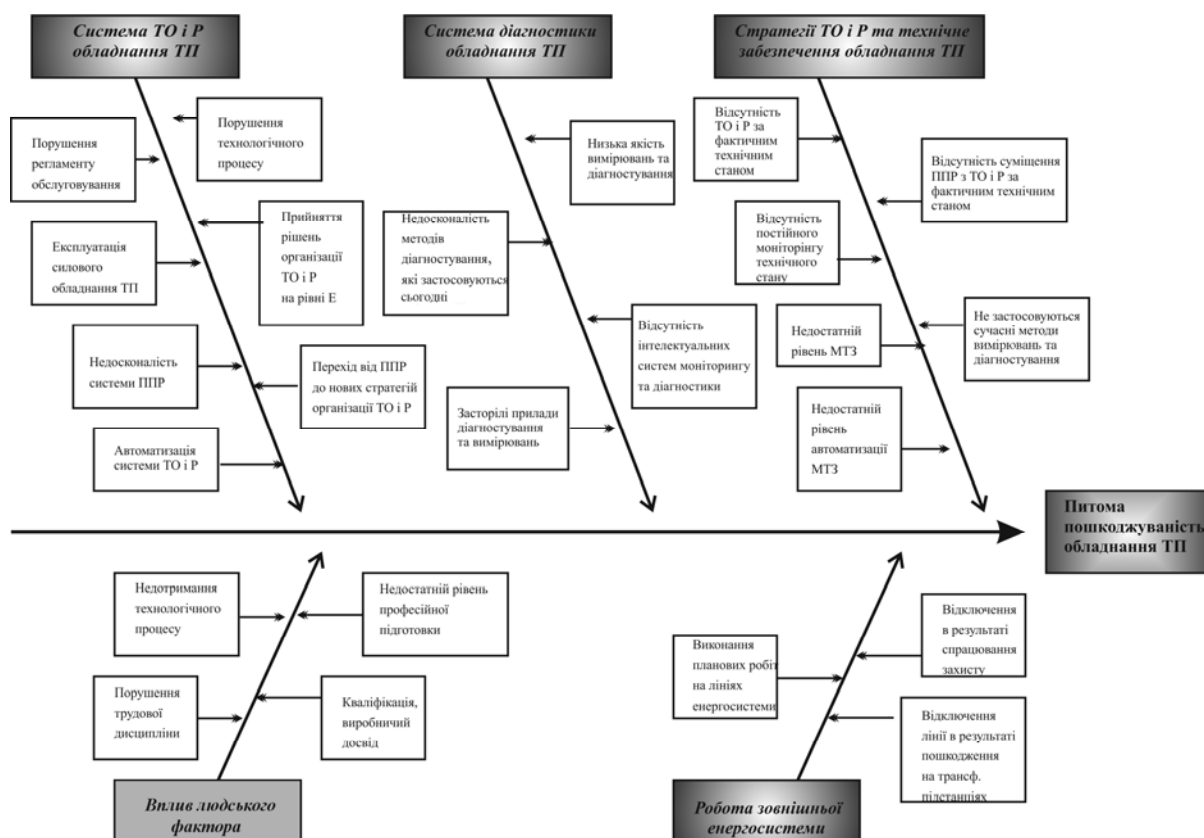


Рис. 4.15. Причинно-наслідкова діаграма Ісікави аналізу порушень нормальної роботи ТП

Як бачимо з рис. 4.15, до них можна віднести: недоліки методів вимірювання та діагностування, недосконалість системи ПЗР, відсутність сучасного інструментарію діагностування параметрів роботи обладнання ТП, недостатній рівень автоматизації процесів діагностування та ТО і Р, відсутність сучасних вимірювальних приладів для виконання якісних робіт з діагностування обладнання.

4.6. Застосування методів прогнозування технічного стану при експлуатації електрообладнання тягової підстанції

У результаті діагностування електрообладнання в процесі експлуатації здійснюється раннє виявлення дефектів і визначається його технічний стан у поточний момент часу. З позиції вибору опти-

мальної стратегії технічного обслуговування і ремонту потрібно здійснювати прогноз розвитку дефектів і перспективну оцінку технічного стану на наступний період експлуатації. Прогнозування технічного стану підвищує ефективність діагностування. Методи прогнозування реалізуються на підставі алгоритмів і програм діагностування електрообладнання. Описані в літературі різні методи, що застосовуються при прогнозуванні технічного стану машин і механізмів, можна розділити на *аналітичні*, *ймовірнісні* та *розпізнавання образів* [141].

Метод *аналітичного* прогнозування дозволяє отримувати параметри обладнання, розмірність яких відповідає розмірності контрольованих параметрів. При цьому значення обчислених параметрів характеризують перебіг процесу в часі. Цей метод, як правило, застосовується, коли відома аналітична залежність функції зміни діагностичного параметра в часі.

Особливістю методу *ймовірнісного* прогнозування є визначення ймовірності збереження працездатності обладнання у функції часу, тобто результат прогнозу визначає ймовірність виходу або невиходу контрольованого діагностичного параметра за допустимі межі. При цьому визначаються ймовірнісні характеристики: щільність розподілу значень параметрів, математичне сподівання і дисперсія.

Метод *розпізнавання образів* (статистичної класифікації) полягає в тому, що прогнозування можна починати з моменту здійснення одноразового контролю обладнання, що діагностується. У результаті прогнозу контрольований об'єкт відносять до того чи іншого класу технічного стану, який встановлюють заздалегідь за критерієм працездатності або довговічності й приймають за еталон (образ). Потім, виходячи із закономірності зміни параметрів даного класу, вирішують, як буде змінюватися цей параметр у майбутньому.

Вибір методу прогнозування багато в чому визначається необхідною точністю і достовірністю. Отримати абсолютно точний прогноз технічного стану проблематично. Це зумовлено безліччю факторів, що впливають на процес прогнозування. До основних із них можна віднести: ступінь вивченості досліджуваного діагностичного процесу, глибину і частоту діагностування, точність вимірюваних параметрів, вибраний метод прогнозування та ін. Тому точність прогнозування технічного стану електрообладнання можна оцінити тільки орієнтовно. У результаті цього випадкова складова у змінах діагностичних параметрів є визначальною.

При прогнозуванні технічного стану електрообладнання вирішуються такі завдання:

- виявляються складальні одиниці електроустаткування, технічний стан яких значно зміниться в наступний період експлуатації;
- контролюються параметри і ознаки зміни технічного стану електрообладнання;
- здійснюється порівняння діагностичних параметрів з величинами їх нормативних значень;
- нормуються значення діагностичних параметрів;
- фіксується момент, абсолютне значення і тривалість виходу діагностичних параметрів електрообладнання за допустимі межі;
- виконується накопичення, відображення і реєстрація оброблюваної інформації;
- проводиться первинна обробка діагностичної інформації про технічний стан устаткування;
- обчислюються поточні та перспективні значення узагальнених ресурсних показників технічного стану контрольованого електрообладнання;
- призначаються терміни проведення профілактичних робіт, спрямованих на підвищення рівня працездатності електрообладнання;
- надається інформація персоналу про технічний стан та рекомендації про доцільні зміни процесу експлуатації кожної одиниці електрообладнання.

Опис математичного апарату деяких найбільш простих і застосовуваних методів прогнозування технічного стану та ресурсу електрообладнання наведено в [141–145]. До них належать такі методи прогнозування: лінійний; багатоступеневий лінійний; за середнім статистичним зміни параметра; за реалізацією зміни параметра та ін. Методи прогнозування ґрунтуються на результатах контролю технічного стану та реалізуються за допомогою алгоритмів і програм діагностування електрообладнання.

Ризик-аналіз технічного стану силового електрообладнання тягових підстанцій

5.1. Процес управління ризиками

Функціонування системи ТО і Р включає в себе моніторинг технічного стану обладнання, аналіз отриманих результатів, своєчасне проведення ремонтів з частковим або повним відновленням ресурсу обладнання при прийнятному рівні матеріальних і фінансових витрат. Однак сьогодні існує суттєве зниження ефективності використовуваної системи ПЗР обладнання СТЕ. Це викликано недосконалістю планування в сучасних умовах експлуатації та організації ремонтних робіт у частині необґрунтованого зменшення витрат на проведення технічного обслуговування та ремонту, відсутністю якісних запасних частин тощо. Тому актуальним стає питання розробки і впровадження сучасних методів і способів підвищення ефективності існуючої системи, одним з яких є формування на підприємствах електрифікованих залізниць України системи внутрішнього контролю та управління ризиками експлуатації обладнання тягових мереж.

У сучасних умовах експлуатації обладнання СТЕ увага з боку керівництва підприємства до управління ризиками зумовлена необхідністю посилення контролю над незапланованими матеріальними і фінансовими витратами при експлуатації обладнання, а також зниженням збитку від виходу його з ладу.

Управління ризиками – це логічний і систематичний процес, який можна застосовувати для вибору шляху подальшого вдосконалення експлуатації обладнання, підвищення ефективності функціонування системи ТО і Р і який передбачає ретельний аналіз технічного стану пристроїв СТЕ для прийняття рішень.

Ризик-менеджмент включає в себе стратегію і тактику управління [146, 147]. Під стратегією управління розуміють напрям і спосіб

використання засобів досягнення поставленої мети. Під тактикою – конкретні методи і прийоми для досягнення стратегічної мети в конкретних умовах. Завданням тактики управління є вибір оптимального рішення і найбільш прийнятних методів і прийомів управління.

Головним принципом побудови системи ризик-менеджменту діяльності дистанції електропостачання електрифікованих залізниць є комплексне урахування ризику при прийнятті рішень з планування діяльності, оцінка загальних результатів діяльності, а також діяльності підрозділів дистанції електропостачання та конкретних керівників.

Реалізація системи ризик-менеджменту передбачає:

- організацію ризик-менеджменту (формування спеціальних функцій і процедур в управлінні процесами підприємства та забезпечення їх виконання);
- формування необхідного методологічного забезпечення діяльності з управління ризиками;
- розробку інформаційно-аналітичних систем ризик-менеджменту і їх практичну реалізацію.

Система управління ризиками повинна ґрунтуватися на таких принципах:

- цілеспрямоване постійне усвідомлення й відстеження ризиків;
- оцінка ймовірності та наслідків виникнення тієї чи іншої несприятливої ситуації;
- формування і постійне оновлення інструментарію управління ризиками;
- встановлення лімітів ризику (максимально точне визначення межі збитку);
- розробка рекомендацій щодо формування стратегії і ефективного розподілу ресурсів з урахуванням ступеня ризику;
- повнота і своєчасність відображення величин ризиків у системах управлінської інформації (інформаційних системах).

В основу процесу аудиту та управління ризиками експлуатації обладнання тягових мереж покладена якісна і вартісна ідентифікація ризик-індикаторів. Ризик, який може застосовуватися в питаннях гарантування безпеки руху поїздів, у трактуванні ризик-менеджменту може мати властивості операційного ризику.

Операційний ризик можна визначити як агреговане поняття, що об'єднує технічні, технологічні, інформаційні ризики, які виникають в поточній операційній діяльності, ризики неадекватної поведінки персоналу та ін. [148].

Операційні ризики можна розбити на такі групи:

- техногенний (виробничий) ризик – це ризик, фактори якого мають техногенне походження, джерелом якого є техніка і обладнання, що використовується у виробництві;

- ризик персоналу – ризик втрат, пов’язаний з можливими помилками співробітників, шахрайством, недостатньою кваліфікацією, нестійкістю штату організації, можливістю несприятливих змін у трудовому законодавстві та ін.;

- ризик організаційної структури управління – ризик втрат, пов’язаний з неправильним вибором організаційної структури процесів. Проявляється, насамперед, у додаткових фінансових затратах та організаційних труднощах у зв’язку з нечітким розподілом зон відповідальності між підрозділами підприємства.

Класифікація ризиків має строго прикладне призначення при формуванні прозорого і аналітично обробленого матеріалу з метою адекватного опису ризиків з подальшою побудовою системи управління ними. Таким чином, класифікація ризиків описує певне коло діяльності дистанції електропостачання залежно від мети та завдань керівництва (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Класифікація ризиків

Класифікаційна ознака	Вид ризику	Характеристика ризику
Залежно від етапу вирішення проблеми	На етапі прийняття рішення	Помилки в застосуванні методів визначення рівня ризику через нестачу інформації або її низьку якість, використання дезінформації
	На етапі реалізації рішення	Помилки в реалізації правильного рішення, несподівані зміни суб’єктивних умов
За масштабами	Локальний	Ризик окремого підприємства рівня ЕЧЕ
	Регіональний	Охоплює роботу підприємства на рівні ЕЧ
	Галузевий	Ризик, пов’язаний зі специфікою функціонування Укрзалізниці

Класифікаційна ознака	Вид ризику	Характеристика ризику
За ступенем допустимості	Мінімальний	Рівень можливого збитку СТЕ в межах 0-25 %
	Підвищений	Рівень можливого збитку СТЕ в межах 25-50 %
	Критичний	Рівень можливого збитку СТЕ в межах 50-70 %
	Недопустимий (катастрофічний)	Рівень можливого збитку СТЕ в межах 75-100 %

Діагностика ризиків являє собою аналіз технічних процесів [149] підприємства з метою виявлення факторів ризику й реалізується в ході ризик-аудиту. Це комплексний аналіз параметрів технічного обладнання та напрямів діяльності підприємства з метою ідентифікації, опису та класифікації ризиків. Найбільш поширений метод при діагностиці ризиків базується на статистичних спостереженнях, які є найбільш об'єктивними і точними. Виявлення ризиків є пріоритетним етапом, фундаментом побудови системи управління ризиками. На ньому ґрунтуються всі інші процедури ризик-менеджменту, оскільки, зрештою, якісна діагностика визначає успішність управління ризиками та рівень ефективного управління в цілому.

Процес управління ризиками на підприємстві можна зобразити у вигляді схеми (рис. 5.1).

Розглянемо структурну схему процесу управління ризиками.

Взаємодія та консультування. На кожному етапі процесу управління ризиками необхідно проводити обмін інформацією з внутрішніми і зовнішніми учасниками цього процесу.

Визначення контексту ризик-менеджменту. Визначаються зовнішні та внутрішні параметри функціонування організації та процесу ризик-менеджменту. Також необхідно визначити вимоги за критеріями оцінки ризиків, їх структури і методів аналізу.

Ідентифікація ризиків. На даному етапі відбувається конкретизація ризикової ситуації стосовно досягнення поставленої мети.

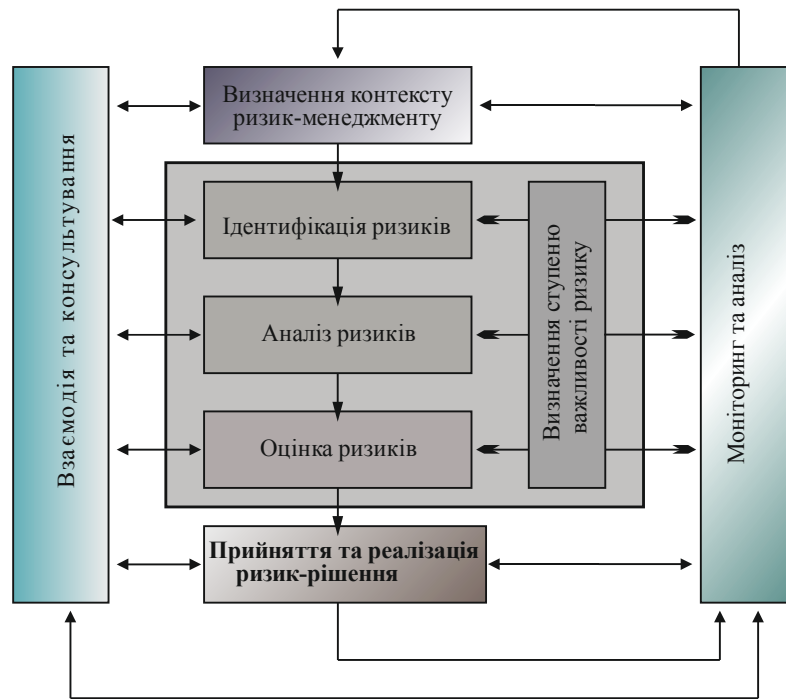


Рис. 5.1. Алгоритм процесу управління ризиками

Аналіз ризиків. Визначається рівень ризику через ймовірність виникнення ризику і наслідки ризикової ситуації. Виявляються причини і фактори виникнення ризику, масштаби наслідків, конкретизуються і оцінюються моделі й методи контролю ризиків.

Оцінка ризиків. На даному етапі відбувається порівняння рівня ризику до встановлених критеріїв. Визначається баланс між потенційною вигодою і негативними наслідками ризикової ситуації. Проводиться оцінка масштабу керівного впливу на ризик і характеристики цього впливу.

Прийняття та реалізація ризикового рішення. Здійснюється розробка та впровадження керівних впливів, мета яких – збільшення потенційних вигод і зниження потенційних витрат відносно до ризикових ситуацій.

Моніторинг та аналіз. Відстеження та аналіз ефективності процесу управління ризиками. Проводиться на кожній стадії процесу управління.

5.2. Математична модель ризик-аналізу стану силового обладнання ТП

Враховуючи розглянутий процес управління ризиками, розробимо модель і методику аналізу та оцінки якості експлуатації обладнання ТП з використанням основних принципів теорії ризиків [147, 150, 151].

Модель оцінки технічного стану обладнання тягових підстанцій у загальному вигляді має ймовірнісний характер, а параметрами процесу є статистичні характеристики.

Фактичну якість експлуатації обладнання ТП можна формалізувати у вигляді вектора динамічних показників експлуатаційної роботи:

$$Y(t) = [D_j(t), K_{з.відм}(t), K_{відм.i}(t), T_{відм.i}(t), N_{затр.n}(t), T_{затр.n}(t)], \quad (5.1)$$

- де $D_j(t)$ – діагностичні оцінки технічного стану j видів обладнання ТП;
 $K_{з.відм}(t)$ – загальна кількість відмов обладнання ТП;
 $K_{відм.i}(t), T_{відм.i}(t)$ – відповідно кількість і тривалість відмов i технічних пристроїв обладнання ТП за j видами;
 $N_{затр.n}(t), T_{затр.n}(t)$ – відповідно кількість і час затриманих поїздів за n видами – вантажних, пасажирських, приміських.

Вектор динамічних показників експлуатаційної роботи $Y(t)$ залежить від умов експлуатації обладнання ТП, які характеризуються вектором динамічних показників умов експлуатації:

$$X(t) = [A_{ткм}(t), V_{діл}(t), M_v(t), N_{пл}(t), W_{ерс}(t), U_{рег}(t)], \quad (5.2)$$

- де $A_{ткм}(t)$ – перевізна тонно-кілометрова робота у вантажному русі на ділянці, млн т · км брутто;
 $V_{діл}(t)$ – швидкість на ділянці, км/год;
 $M_v(t)$ – середня маса вантажного поїзда, т;

$N_{Пn}(t)$ – кількість на ділянці поїздів, що обертаються, за n видами
– вантажних, пасажирських, приміських;
 $W_{\text{ерс}}(t)$ – тягове електроспоживання поїздів;
 $U_{\text{рег}}(t)$ – вектор регулюючих факторів, що визначають процес експлуатації обладнання ТП.

Враховуючи результати проведеного статистичного аналізу експлуатації силового електрообладнання ТП (розд. 1), при якому виявлено стохастичний характер відмов обладнання, розглянемо процес експлуатації обладнання ТП як динамічний керований стохастичний процес.

При цьому при постановці завдання *управління станом обладнання ТП за прогнозованим параметром*, необхідно оцінювати прогнозовані значення в умовах відомої ретроспективної інформації про фактичний стан обладнання Y , і керовані впливи U , які спрямовані на підтримку такого стану протягом часу t [152-157].

Формалізацію задачі прогнозування стану обладнання ТП можна здійснити при описі її векторним диференціальним рівнянням у формі Ланжевена з адитивним білим шумом, запис якого в безперервному вигляді має вигляд:

$$\dot{y} = f(y, u, t) + \xi(t), \quad (5.3)$$

де $\dot{y}$ – повна похідна вектора показника технічного стану обладнання тягових підстанцій як оцінки якості стану утримання обладнання ТП за час t ;
 f – векторна функція векторних аргументів показників технічного стану обладнання ТП (y) і показників управління технічним станом обладнання ТП (u);
 t – скалярний аргумент часу;
 $\xi(t)$ – випадковий процес білого шуму з нульовим математичним сподіванням.

При розгляді процесу експлуатації обладнання тягових підстанцій у вигляді (5.3) знаходження оцінки технічного стану $\dot{y}$ зводиться до розв'язання задачі ідентифікації, яка полягає в тому, що на підставі первинних діагностичних і експериментальних даних про стан обладнання ТП і про умови управління та експлуатації необхідно знайти векторну функцію f , що належить деякому класу функцій, які допус-

кають існування розв'язків у всьому просторі станів щодо y або в підгалузях простору станів, у яких дана безперервна функція може розв'язок.

У свою чергу, з урахуванням стохастичного характеру технічного стану обладнання ТП, фактичні показники стану (y) можуть залежати або визначатися умовами експлуатації обладнання (наприклад, інтенсивністю руху, швидкістю на ділянці, обсягом тонно-км роботи, тощо), мати інтегруючий характер і обчислюватися через сукупність вихідних даних (наприклад, рівня ризику та наслідків відмов обладнання ТП) і, в загальному випадку, описуватись операторною формою взаємозв'язку A_t з показниками експлуатаційної діяльності (x) в попередні моменти часу (s) за період спостереження $S \in T$ з використанням виразу

$$y(t) = A_t x(s). \quad (5.4)$$

В окремому випадку, коли показники управління u технічним станом обладнання в попередні моменти часу S за період спостереження T змінюються не частіше, ніж $x(s)$, їх також можна віднести до показників, що підпорядковуються співвідношенню (5.4).

Оцінка та прогнозування показників технічного стану обладнання ТП проходить за два етапи. Спочатку на підставі рівняння (5.4) методами ідентифікації при спостережуваних значеннях $y(t)$ і $x(s)$ визначається оцінка A_t^* істинного оператора A_t . Потім знайдена оцінка оператора A_t^* і спостережуваних значень $x(t)$ дозволяє визначити оцінку y^* технічного стану обладнання ТП на підставі виразу

$$y^*(t) = A_t^* x(t). \quad (5.5)$$

Для визначення класу функцій виразу (5.5) і вибору коректного методу ідентифікації на математичне сподівання функції втрат між фактичним і оцінним технічним станом обладнання ТП $\rho[y_t, y_t^*]$ накладається вимога мінімуму:

$$M\{\rho[y_t, y_t^*]\} = \min, \quad (5.6)$$

і в цьому сенсі накладається вимога близькості оцінки оператора A_t^* до істинного значення оператора A_t . При ідентифікації об'єктів управління, як і в більшості практичних випадків, пошук оптимального оператора здійснюється за критерієм мінімуму середнього квадрата помилки, тобто

$$\rho[y_t, y_t^*] = (y_t - y_t^*)^2. \quad (5.7)$$

Відомо, що при критерії (5.7) рівняння для визначення оптимальної з позиції мінімуму середнього квадрата помилки оцінки оператора A_t являє собою вираз

$$y(t) = A_t^* x(s) = M\{Y(t) | x_s; s \in T\}, \quad (5.8)$$

тобто є оператором умовного математичного сподівання або регресією вихідної змінної $Y(t)$ щодо вхідної $x(s)$.

Тому, з позиції критерію (5.7) оптимальним оператором, що описує стан обладнання ТП, у першому наближенні можна вважати клас лінійних операторів.

З урахуванням визначеного вище класу операторів моделі й характеру технічного стану обладнання ТП як багатовимірного й стохастичного, залежного від умов експлуатації $X(t)$ та включаючи процеси управління $U_{\text{рег}}(t)$ станом обладнання ТП $Y(t)$, як об'єкт моделювання, може бути описано через операційну форму зв'язку A_t , тобто вектор $Y(t) = A_t(X(t), U_{\text{рег}}(t), \xi(t))$, де ξ – стохастична складова через невраховані фактори. Побудова моделі технічного стану обладнання ТП $Y^*(t) = A_t^*(X(t), U_{\text{рег}}(t), \xi(t))$ зводиться до пошуку оцінки оператора моделі обладнання ТП (A_t^*), яка здійснюється методами параметричної ідентифікації [158, 159].

Параметри оператора моделі A_t^* знаходять на базі його запису у вигляді багатовимірного рівняння регресії виду

$$Y_t^* = a_{0,t} + a_{1,t}X_{1,t} + a_{2,t}X_{2,t} + \dots + a_{m,t}X_{m,t} + \xi_t, \quad (5.9)$$

- де Y_t^* – оцінка дискретних значень вихідного показника в дискретні моменти часу t ;
- $X_{1,t} \dots X_{m,t}$ – дискретні значення експлуатаційних і керованих факторів (показників), що використовуються при побудові моделі;
- M – кількість використовуваних факторів у моделі;
- $a_{0,t} \dots a_{m,t}$ – параметри моделі.

Для вирішення поставленого завдання – управління якістю утримання обладнання ТП за прогнозним станом – необхідно знати не тільки фактичні, спостережувані значення вектора показників стану обладнання $Y^* = [y_1^*, y_2^*, \dots, y_r^*]$ у моменти часу $t = 1, 2, \dots, r$ або обчислювані їх оцінки $Y^* = [y_1^*, y_2^*, \dots, y_r^*]$, але і їх прогнозовані значення. При прогнозуванні в момент часу t на один період вперед позначається як момент часу $(t+1)$, а прогнозовані значення показника – як $Y(t+1)$. Моменти часу, що передують прогнозованому, – як $(t-2)$, $(t-1)$, $(t-2), \dots, (t-r)$, де r – останній момент часу в аналізованому ряду. Відповідно показники в дані моменти часу позначаються як $Y(t)$, $Y(t-1)$, $Y(t-2)$, $\dots$, $Y(t-r)$. Як метод прогнозування значень показників стану обладнання ТП і значень ризиків обрано метод, що базується на побудові авторегресійної моделі однокрокової процедури прогнозування:

$$Y_{t+1} = \sum_{j=0}^r a_j Y_{t-j} + \xi_t, \quad (5.10)$$

- де j – поточний номер коефіцієнтів a_j рівняння авторегресії, $j = 0, 1, 2, \dots, r$;
- ξ_t – значення шуму апроксимації Y_{t+1} авторегресії кінцевої довжини.

Функціональну схему розробленої математичної моделі ризик-аналізу та прогнозування технічного стану обладнання ТП наведено на рис. 5.2.

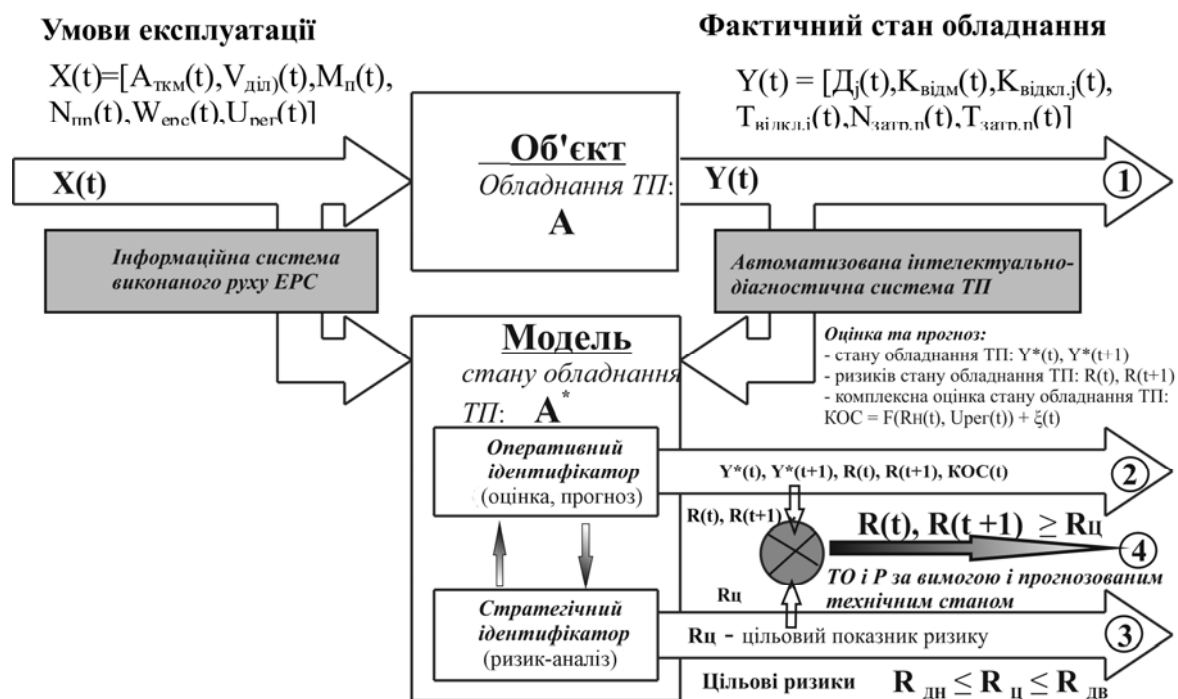


Рис. 5.2. Модель ризик-аналізу та прогнозування технічного стану обладнання ТП

Вхідні дані моделі про умови функціонування обладнання $X(t)$ надходять у вигляді вектора динамічних показників умов експлуатації з інформаційних систем аналізу та обліку виконання графіка руху ЕРС. Діагностична оцінка параметрів технічного стану j видів обладнання ТП $D_j(t)$ надходить у модель у вигляді результатів діагностичних обстежень обладнання автоматизованою інтелектуально-діагностичною системою ТП. При цьому загальний підхід до встановлення визначальних діагностичних параметрів технічного стану (ДПТС) обладнання ТП полягає у визначенні таких параметрів технічного стану, які при виході за допустимі межі (ознаки) призводять до відмови обладнання. Діагностичні параметри технічного стану повинні задовольняти дві основні вимоги:

- параметр служить індикатором працездатності обладнання;
- параметр відновлюється до вихідного (близького до вихідного) значення в результаті проведення ТО і Р.

Для встановлення ДПТС необхідне проведення комплексу робіт з аналізу проектної документації і даних з експлуатації об'єкта, аналізу результатів контролю його технічного стану тощо. Методику встановлення ДПТС наведено на рис. 5.3.

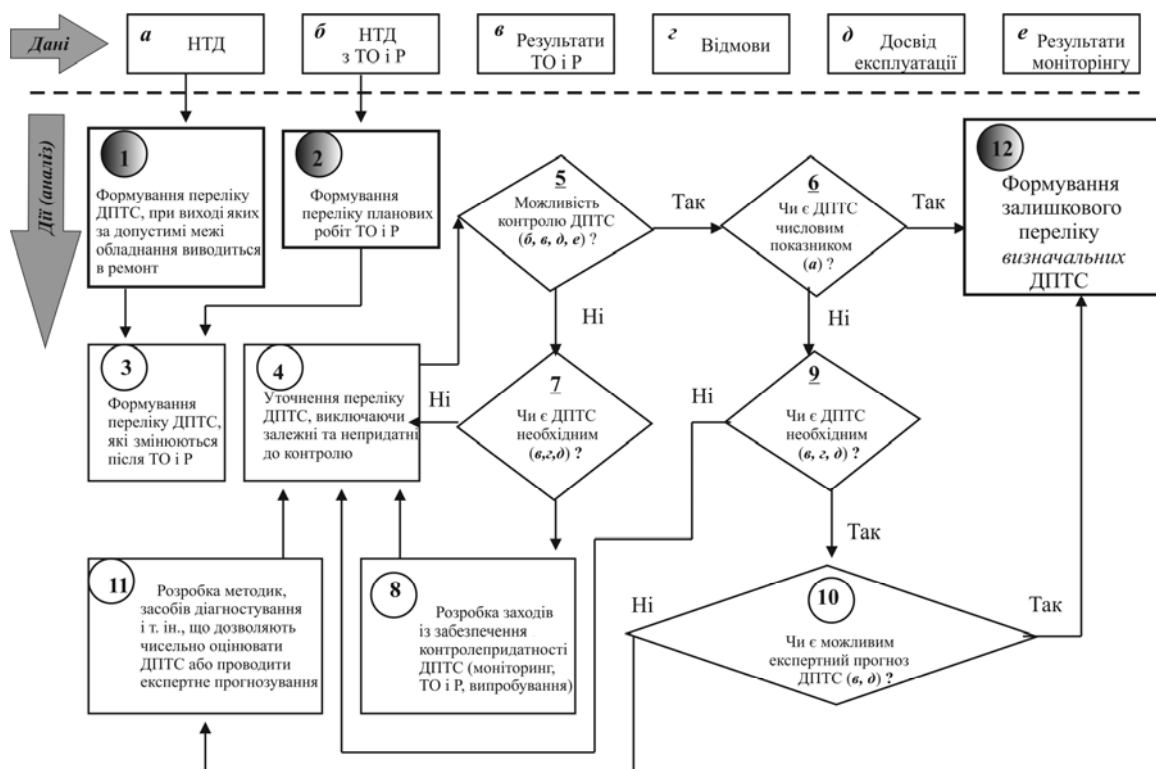


Рис. 5.3. Процедура встановлення визначальних діагностичних показників технічного стану обладнання тягових підстанцій

У блоках 1, 2, 12 (рис. 5.3) показані початковий та кінцевий етапи встановлення ДПТС обладнання ТП. У дужках літерами від *a* до *e* вказані дані, на основі яких приймається відповідне рішення з визначення ДПТС обладнання.

Процедура визначення ДПТС обладнання полягає в такому. Якщо показник технічного стану не є числовим, після перевірки необхідності його врахування виконується аналіз на можливість експертного прогнозування даного параметра технічного стану обладнання. Якщо така можливість відсутня, ставиться завдання з розробки відповідних методик, засобів діагностики, які дозволяють чисельно оцінити параметр технічного стану або забезпечують можливість його експертного прогнозування. Далі перелік ДПТС уточнюється й процедура визначення ДПТС повторюється.

Перший вихід схеми об'єкта ризик-моделювання (див. рис. 5.2) характеризує фактичний стан якості експлуатації обладнання ТП $Y(t)$. Склад вектора $Y(t)$ визначено виразом (5.1). У модель дані про фактичний технічний стан устаткування $Y(t)$ надходять з інформаційних систем.

Другий вихід моделі характеризується вектором оцінок показників:

$$Y^*(t) = \left[D_j(t), K_{з.відм}(t), K_{відм.i}(t), T_{відм.i}(t), A_{з.ткм}(t) \right]. \quad (5.11)$$

Як інтегральний показник збитку по господарству електрифікації прийнятий $A_{з.ткм}$ – збиток у поїзній роботі від затримки поїздів (за видами – вантажних, пасажирських, приміських), який формується з показників входу і виходу як

$$A_{з.ткм}(t) = (T_{затр}(t) \cdot V_{діл}(t) \cdot N_{затр}(t) \cdot m_{п}(t)), \quad (5.12)$$

де $T_{затр}(t)$ – час затримки поїздів на момент часу t ;

$V_{діл}(t)$ – значення дільничної швидкості поїздів на момент часу t ;

$N_{затр}(t)$ – кількість затриманих поїздів;

$m_{п}(t)$ – середня вага поїзда на момент часу t .

Оцінки $Y^*(t)$ на відміну від $Y(t)$ визначаються статистичною формою подання показників технічного стану обладнання ТП на базі таких обчислень: математичного сподівання показників (M), модального значення (mod), стандартного відхилення (σ), ранжованих значень показників (АВС-аналіз) і ступеня взаємодії показників. Показник $Y^*(t+1)$ – вектор прогнозних значень $Y^*(t)$ на один період спостережень вперед, який визначається методом лінійного прогнозу.

На даному виході моделі також формуються оцінки обчислюваних ризиків стану обладнання ТП $R(t)$ та прогноз ризиків $R(t+1)$. Оцінка найбільш ймовірних ризиків R_H подій, порушень і збитку визначається як добуток значення модальної ймовірності та модального значення відповідного показника, наприклад $R_{Аз.н} = P_{Аз} \cdot mod A_{з.ткм}$.

Так само на другому виході моделі формується показник *комплексна оцінка стану* обладнання ТП: $KOC(t) = F(R_H(t), U_{рег}(t)) + \xi_H$, де F – функціонал від найбільш ймовірних значень факторів; ξ_H – найбільш ймовірна помилка $\xi(t)$.

На *третьому виході* моделі формуються обчислювані нормативно допустимі верхні $R_{дв}$ і нижні $R_{дн}$ межі діапазонів ризиків у рамках обраної довірчої ймовірності.

На *четвертому виході* моделі аналізується виконання цільових показників ризику $R_{ц}$ у зіставленні з поточним фактичним станом

ризиків $R(t)$. При розташуванні значень ризиків у допустимому діапазоні, тобто $R(t) \leq R_{\text{ц}}$, виконуються штатні заходи ТО і Р з технічного утримання й ремонту устаткування ТП. При $R(t) \leq R_{\text{ц}}$ здійснюються заходи з метою виявлення причин відхилень, а також виконується обслуговування та ремонт обладнання ТП на вимогу і за прогнозованим технічним станом.

Функціональна стратегія управління ризиками спрямована на подальше вдосконалення експлуатації обладнання ТП, регламентує підвищення якості й ефективності системи ТО і Р на базі виявлення потенційних областей ризику та їх оцінки, запобігання виникненню ризиків на основі їх систематичного прогнозування та оцінки технічного стану пристроїв ТП для прийняття рішень.

5.3. Методика проведення ризик-аналізу стану обладнання тягових мереж

На початковому етапі проведення ризик-аналізу здійснимо оперативний моніторинг поточного стану обладнання тягових мереж з оцінкою кількості відмов обладнання у вигляді визначення помісячних значень кількості відмов. Для цього проаналізуємо відмови основного силового обладнання ТП електрифікованих залізниць України за період 2010–2013 рр., використовуючи показники роботи господарства електрифікації та електропостачання [1]. Результати моніторингу поточного стану обладнання тягових мереж наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Відмови обладнання тягових мереж за 2010–2013 рр.

№ виміру	Період спостережень	Кількість відмов, $K_{\text{відм}}$	№ виміру	Період спостережень	Кількість відмов, $K_{\text{відм}}$
1	Січень 2010	8	25	Січень 2012	8
2	Лютий 2010	4	26	Лютий 2012	3
3	Березень 2010	1	27	Березень 2012	2

№ виміру	Період спостережень	Кількість відмов, $K_{\text{відм}}$	№ виміру	Період спостережень	Кількість відмов, $K_{\text{відм}}$
4	Квітень 2010	4	28	Квітень 2012	2
5	Травень 2010	3	29	Травень 2012	4
6	Червень 2010	5	30	Червень 2012	4
7	Липень 2010	5	31	Липень 2012	2
8	Серпень 2010	2	32	Серпень 2012	1
9	Вересень 2010	3	33	Вересень 2012	9
10	Жовтень 2010	3	34	Жовтень 2012	6
11	Листопад 2010	5	35	Листопад 2012	1
12	Грудень 2010	7	36	Грудень 2012	13
13	Січень 2011	7	37	Січень 2013	8
14	Лютий 2011	3	38	Лютий 2013	4
15	Березень 2011	3	39	Березень 2013	5
16	Квітень 2011	6	40	Квітень 2013	1
17	Травень 2011	2	41	Травень 2013	5
18	Червень 2011	5	42	Червень 2013	7
19	Липень 2011	6	43	Липень 2013	7
20	Серпень 2011	2	44	Серпень 2013	5
21	Вересень 2011	4	45	Вересень 2013	8
22	Жовтень 2011	5	46	Жовтень 2013	1
23	Листопад 2011	11	47	Листопад 2013	5
24	Грудень 2011	4	48	Грудень 2013	10

Наступним кроком ризик-аналізу є проведення статистичної оцінки помісячних відмов електрообладнання й побудова щільності ймовірності цього показника.

Основні значення статистичних оцінок ряду помісячних показників відмов обладнання тягових мереж по господарству електрифікації та електропостачання за чотири роки (з 2010 по 2013 р.): характерис-

тика розподілу випадкової величини – медіана (M_e), модальне значення (M_{mod}), стандартне відхилення (δ) та інші наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Приклад статистичних оцінок відмов обладнання тягових мереж

Кількість вимірів	Кількість відмов	Середнє значення	Медіана (M_e)	Мода (M_{mod})	Мін	Макс	δ
48	229	4,8	4,5	5,0	1,0	13,0	0,125

На рис. 5.4 наведена щільність ймовірності відмов обладнання тягових мереж. На ньому по осі абсцис показана кількісна оцінка відмов, по осі ординат – ймовірнісна оцінка цього показника, виражена в кількості подій, що відбулися в місяць, на стовпцях гістограм – процентна ймовірність числового значення показника.

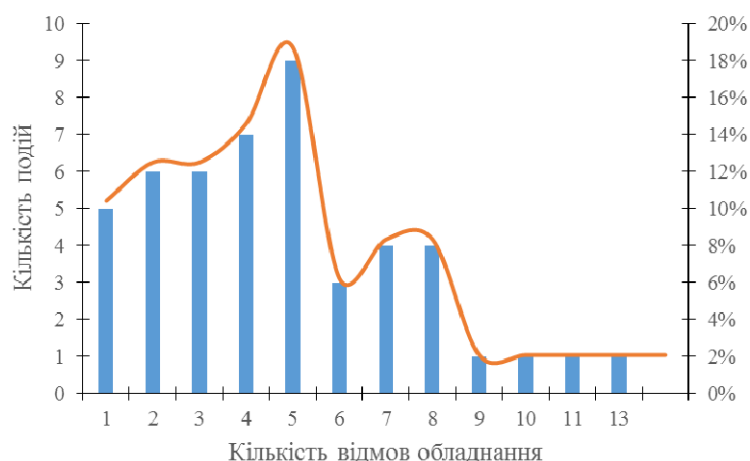


Рис. 5.4. Щільність ймовірності відмов обладнання тягових мереж

На наступному етапі виконаємо оцінку найбільшої ймовірності відмов обладнання тягових мереж шляхом виявлення модального значення виникнення відмов: $P_{\text{відм}i} = f(\text{mod}[K_{\text{відм}i}(t)])$.

Оцінку найбільшої ймовірності доцільно отримувати на підставі побудованої щільності ймовірності розподілу відмов (див. табл. 5.3, рис. 5.4). Для даного показника при загальній кількості спостережень 48 і найбільшій кількості подій з емпіричного закону розподілу (рис. 5.4) найбільша ймовірність складе $P = 9 / 48 = 0,19$.

Проведемо оцінку найбільш ймовірних ризиків R_H відмов, яка визначається як добуток значення модальної ймовірності та модального значення цього показника, тобто $R_{\text{відмі}H} = P_{\text{відмі}} \cdot \text{mod}[K_{\text{відмі}}(t)]$. Одиниця виміру ризиків збігається з одиницею виміру показника. Модальне значення показника визначається на підставі побудованої щільності ймовірності розподілу відмов обладнання (див. табл. 5.3, рис. 5.4). Для показника «кількість відмов обладнання» $\text{mod } K_{\text{відмі}} = 5$. Звідси найбільш ймовірний ризик для показника R_H «кількість відмов обладнання» $R_{\text{відмі}H} = 0,19 \cdot 5 = 0,94$ од.

Наступний етап передбачає побудову нормативно-допустимих 90 % верхніх $R_{\text{дв}}$ і нижніх $R_{\text{дн}}$ меж діапазону ризику на підставі визначення волатильності ризиків (середнє квадратичне відхилення) δR . Обчислення меж виконується за допомогою виразу

$$R_{\text{дв}} = R_H + k \cdot \delta R, \quad R_{\text{дн}} = R_H - k \cdot \delta R, \quad (5.13)$$

де δR – стандартне відхилення (волатильність) нормального розподілу ризику відмов обладнання;

k – коефіцієнт для відповідного рівня довірчої ймовірності.

Для значної кількості симетричних розподілів при довірчій ймовірності 90 % коефіцієнт $k = 1,6$. Найбільш відповідальним є обчислення верхньої межі ризиків, перевищення якої поточним значенням ризику буде свідчити про несприятливий стан якості утримання обладнання тягових мереж. Як нижню межу $R_{\text{дн}}$ рекомендовано використовувати значення $k = 0,5 \dots 1$ [157]. Довірча ймовірність при цьому скорочується до 80...85 %. Однак, відповідно до закону Парето, цього достатньо для ідентифікації основної кількості подій, порушень, і це значення може використовуватися на практиці.

Наступним етапом є побудова карти ризиків. Карта ризиків є кінцевим аналітичним продуктом етапу діагностики ризиків і являє собою графічно впорядковане відображення факторів або об'єктів ризику відповідно до величини і ймовірності можливого збитку підприємства. Карта ризиків має вигляд двовимірної діаграми. По осі абсцис розташовується вартісне вираження оціненого збитку під впливом розглянутого фактора, а по осі ординат – ймовірності реалізації відповідної події. Найбільш поширеним видом карти ризиків є її побу-

дова за факторами ризику. Побудуємо карту ризиків шляхом визначення найбільш ймовірної (модальної) кривої ризику виходячи з виразу $R_H = P_H S_H = \text{const}$ при варіації значень P і S , де P – ймовірність виникнення порушення нормальної роботи обладнання ТП; S – кількісний показник збитку від порушень роботи обладнання ТП.

Той самий метод використаємо для побудови нормативно-допустимих верхніх $R_{\text{дв}}$ і нижніх $R_{\text{дн}}$ кривих меж діапазону ризику. У карті ризиків по осі абсцис відкладаються значення $K_{\text{відм}}$, а по осі ординат – ймовірність появи відмови. На рис. 5.5 наведено карту ризиків відмов обладнання тягових мереж.

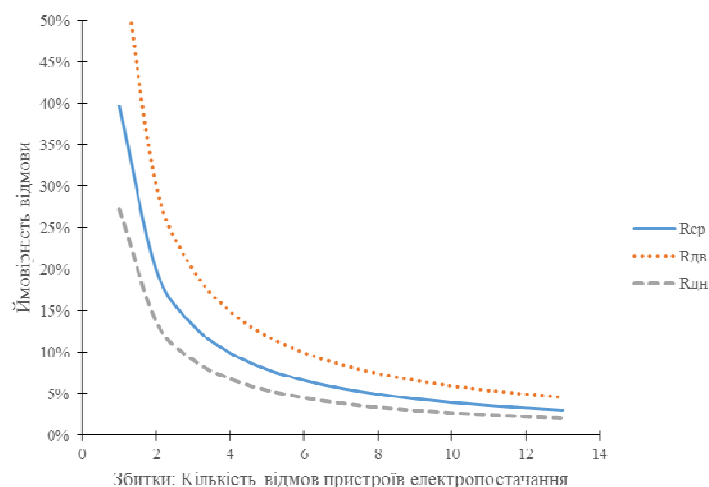


Рис. 5.5. Карта ризиків

За результатами побудованої карти ризиків проводиться оперативний моніторинг ризиків відмов обладнання $R(t)$ та їх розміщення на карті ризиків. На цьому ж етапі здійснюється вибір або коригування значень цільових показників ризиків $R_{\text{ц}}$, обраних у рамках діапазону $R_{\text{дн}} \leq R_{\text{ц}} \leq R_{\text{дв}}$. Прийнемо для ризиків виникнення відмов $R_{\text{ц}} = R_{\text{ср}}$.

Зобразимо ризики відмов обладнання для періоду 2010–2011 рр. на карті ризиків (рис. 5.6) та проведемо аналіз отриманих результатів.

Для оцінки поточних ризиків візьмемо значення ризику відмов для січня, лютого 2010 р. та листопада 2011 р. (див. табл. 5.2). З отриманої карти ризиків бачимо, що $R_{\text{січ}2010} > R_{\text{ц}}$, $R_{\text{лист}2011} > R_{\text{ц}}$ (при цьому $R_{\text{лист}2011}$ перевищує навіть верхню нормативно-допустиму 90 % межу ризику). Згідно з положеннями моделі ризик-аналізу [146-148] при

перевищенні поточними $R(t)$ цільових показників $R_{ц}$ необхідно здійснити заходи щодо виявлення причин відхилення з подальшим їх усуненням або зменшенням впливу на устаткування. При проведенні поточного моніторингу ризиків додатково необхідно розробити рекомендації з управління якістю утримання обладнання, яке відмовило, на підставі обслуговування та ремонту за поточним станом.

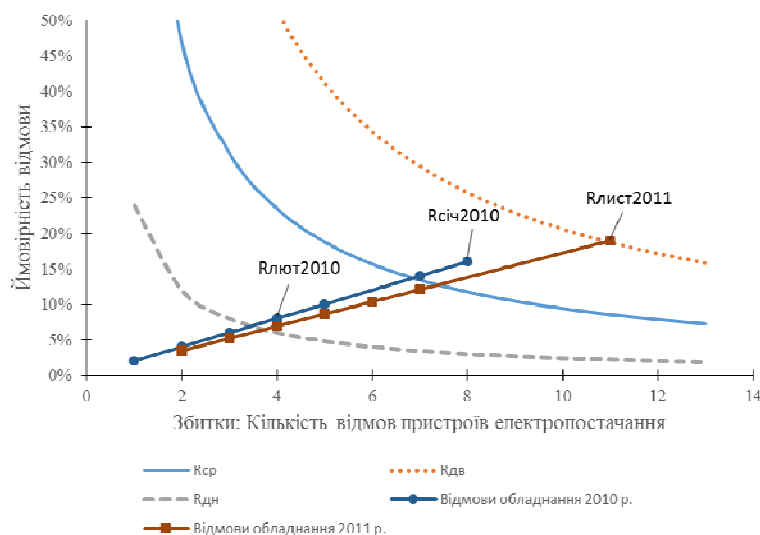


Рис. 5.6. Карта ризиків відмов обладнання з відображенням поточних ризиків

Значення $R_{лют2010}$ менші $R_{ц}$, тобто розташовані в допустимому діапазоні. Це означає, що причини відмови обладнання не є критичними, проте їх слід взяти до уваги. При проведенні поточного моніторингу ризиків у цьому разі додатково приймається рішення про управління станом обладнання на підставі штатних планово-запобіжних заходів з утримання та ремонту.

Запропонована модель ризик-аналізу стану обладнання тягових мереж спрямована на оцінку рівня якості його обслуговування і прийняття стратегії обслуговування при зіставленні поточних і цільових показників ризиків порушень та їх наслідків.

Аналіз ризиків експлуатації обладнання дозволяє оцінити ефективність і контроль реалізації управлінських рішень, спрямованих на вдосконалення правил експлуатації, системи технічного обслуговування та ремонту обладнання СТЕ електрифікованих залізниць.

Сучасні підходи до удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту

6.1. Методологія моделювання складних систем

Однією з найважливіших проблем у галузі експлуатації складних технічних систем (СТС) з використанням інформаційно-керуючих систем (ІКС) в сучасних умовах є вдосконалення процесів управління технічним станом СТС при забезпеченні високого рівня працездатності на максимально можливому інтервалі їх життєвого циклу.

Досвід створення та експлуатації СТС і ІКС показує, що ефективність їх використання та забезпечення високої надійності – це наслідок вдосконалення взаємозв'язків між окремими ланками й рівнями функціонування цих систем, режимами управління їх виробничою діяльністю та управління експлуатаційними процесами.

У теорії моделювання «складних систем і процесів» одним із способів подолання бар'єра складності є поділ об'єкта на досить прості частини й вивчення цих частин з урахуванням їх взаємодії [160].

Однак такий процес не єдиний є сам по собі складною проблемою, досі не вирішеною до кінця. Практичне розв'язання цієї проблеми визначається економічними, енергетичними й ергатичними аспектами конкуренції світового виробничого процесу.

Таким чином, проблема комплексного управління виробничим процесом як на кожному етапі життєвого циклу СТС, так і управління станом самого життєвого циклу є актуальною науковою і практичною проблемою.

Аналіз доступних джерел показує, що на сьогоднішній день відсутні:

- єдина універсальна методологія оцінки та вирішення завдань управління у просторі та часі станом СТС при нормальній і екстремальній експлуатації на всьому інтервалі життєвого циклу;

- моделі енергетичної внутрішньої взаємодії функціональних і конструктивних компонентів системи між собою і зовнішньої взаємодії системи із середовищем;
- моделі прогнозу реального технічного стану конкретних СТС на максимально можливий інтервал часу і на максимально великий діапазон експлуатаційних умов, порівнянних з реальним інтервалом життєвого циклу;
- модельна формалізація процесів деградації конкретних виробів СТС в цілому і по частинах;
- модельна формалізація процесів взаємодії СТС із зовнішнім середовищем;
- повномасштабні дослідження еволюцій технічного стану СТС;
- загальні методики оцінки поточного ступеня старіння (зносу) СТС в реальному або близькому до реального масштабі часу.

Наукові підходи, які застосовуються до опису процесів зношування і старіння, що відбуваються в СТС, базуються на узагальненні результатів спостережень і експериментів, побудові емпіричних і напівемпіричних моделей, формалізованих за результатами експериментальних досліджень, та аналізі цих моделей з метою виявлення впливу зовнішніх і внутрішніх факторів на параметри технічного стану СТС.

Усю сукупність цих моделей можна розділити [161-168] на напівемпіричні моделі зносу і старіння, емпіричні моделі механічного зносу, структурні моделі накопичення пошкоджень, ймовірнісні моделі зносу і відмов, економічні моделі втрат і витрат при експлуатації СТС. Ці моделі досить прості, узагальнюють дані спостереження і краще пристосовані для їх подання в аналітичному вигляді. Недоліками цих моделей є їх пасивний і фрагментарний характер, нездатність відображати найбільш загальні, фундаментальні закономірності зміни технічного стану технічної системи в цілому, в ув'язці з режимами зберігання, експлуатації та функціонального застосування СТС.

Моделювання та ідентифікація процесів, що відбуваються з технічними виробами на максимально широкому інтервалі часу, є складною проблемою. Способи її вирішення розглянуті у фундаментальних роботах Я. З. Ципкіна, А. Б. Куржанського, Ф. Л. Черноусько, В. М. Кунцевича та інших вчених, які стверджують, що розв'язання проблеми управління технічним станом СТС необхідно шукати в області гарантованих результатів. Так, у роботі В. М. Кунцевича [169] наголошується, що на першому етапі в теорії ідентифікації безроздільно

панував лише один підхід до постановки та вирішення задачі ідентифікації: прийнято як постулат, що всі невідомі величини і процеси – випадкові (у математичному сенсі цього слова). При цьому були отримані числові результати, які наведено в монографіях [170–173]. Ситуація почала змінюватися в 70-80-х роках минулого століття, коли з'явилися перші праці, у яких проблема ідентифікації параметрів об'єктів і векторів їх стану розглядалася в припущенні, що на ці об'єкти впливають неконтрольовані обмежені перешкоди, для яких відомі лише їх апіорні множинні оцінки й нічого більше. У наступні роки як і зараз такий підхід до проблеми ідентифікації процесів розвивається досить інтенсивно [174-177].

Отже, вирішення проблеми конкретного системного аналізу зміни і деградації технічного стану СТС потребує розробки наукової методології як аналізу і синтезу моделей зміни їх технічного стану, так і аналізу та синтезу систем комплексного управління експлуатаційними процесами з урахуванням закономірних динамічних, параметричних, економічних та енергетичних процесів, що відбуваються в кожній конкретній складній технічній системі на всьому інтервалі її життєвого циклу.

Сучасні енергетичні об'єкти електрифікованого залізничного транспорту України також є структурно-складними технічними системами у яких сьогодні відсутня концептуальна методологія аналізу й моделювання функціонування та технічного стану СТС залізниць на всьому максимально можливому інтервалі їх життєвого циклу, яка повинна адекватно відображати процеси деградації, зміни стану, старіння обладнання в умовах суттєвого впливу зовнішнього середовища.

Актуальність і особливості дослідження СТС пов'язані з такими факторами:

- зростанням відповідальності при прийнятті рішень з метою забезпечення якості проектних рішень, реалізації програм експлуатації систем та забезпеченні ефективності їх функціонування;
- суперечностями між існуючими техніко-економічними показниками, які характеризують стан систем та елементів, і підвищеними вимогами до їх безвідмовного функціонування;
- необхідністю збільшення матеріальних витрат на забезпечення безвідмовності й високого рівня технічного стану після тривалої експлуатації систем;
- відсутністю можливостей достатнього фінансового забезпечення;

- необхідністю розробки нових науково обґрунтованих методів управління функціональним станом на етапі як створення таких складних систем, так і їх експлуатації.

З урахуванням розглянутого та з метою безпеки і надійності перевезень пасажирів і вантажів на залізницях, необхідне підвищення якості та безвідмовності функціонування СТС залізниць. Вирішення даного завдання можливе за такими напрямками [178-181]:

- підвищення надійності окремих елементів обладнання та їхніх поєднань;
- створення моделей прогнозування відмов і своєчасна (профілактична) заміна елементів відповідно до рекомендацій, одержуваних у рамках цих моделей;
- створення моделей оцінки надійності та безпеки функціонування об'єктів СТС в цілому.

Для вирішення цієї проблеми, враховуючи визначені завдання та проведені дослідження (підрозд. 1.7, розд. 4, 5), можна запропонувати концепцію моделювання й аналізу зміни технічного стану складних технічних систем залізниць (у тому числі ТП) на всій довжині їх експлуатації, основу якої складають базові поняття: динамічна система, цілісна система, функціональна структура, конструктивна технічна конфігурація системи, зовнішня та внутрішня енергія системи, зміна станів і структури системи, межа функціональної цілісності системи тощо.

Суть концепції така. У процесі експлуатації на обладнання ТП діють різні зовнішні та внутрішні чинники (рис. 6.1), які неминуче призводять до зміни технічного стану обладнання. Під зміною розуміється процес поступового і безперервного переходу технічного стану обладнання від одного рівня до іншого, який проявляється у зміні її параметрів і порушенні процесів функціонування [182]. Характерними ознаками змін технічного стану обладнання ТП є фізичне зношування і старіння елементів його конструкції. Під фізичним зношуванням обладнання (пристроїв, частин) розуміють процес, у результаті якого змінюються їх робочі параметри і знижується надійність роботи [161].

Під старінням розуміється сукупність фізичних і хімічних процесів, які відбуваються в системі й призводять до незворотних змін її працездатності [165]. Отже, еволюційні процеси зношування і старіння можуть мати різну фізичну природу, але однакові наслідки.

Накопичення змін з часом призводить до різкого стрибкоподібного переходу СТС від одного якісного стану до іншого. Такий перехід має незворотний характер руйнування структурної та функціональної цілісності СТС і проявляється у вигляді відмов та виходу з ладу системи [165]. Таким чином, при проведенні досліджень поряд зі складністю модельного уявлення функціонування самої СТС доводиться мати справу зі складністю процесів, що відбуваються в ній (динамічний характер функціональних процесів в СТС; процеси СТС мають нелінійний характер; природні еволюційні процеси СТС є деградаційними, мають приховану стадію розвитку й спрямовані на руйнування системи).

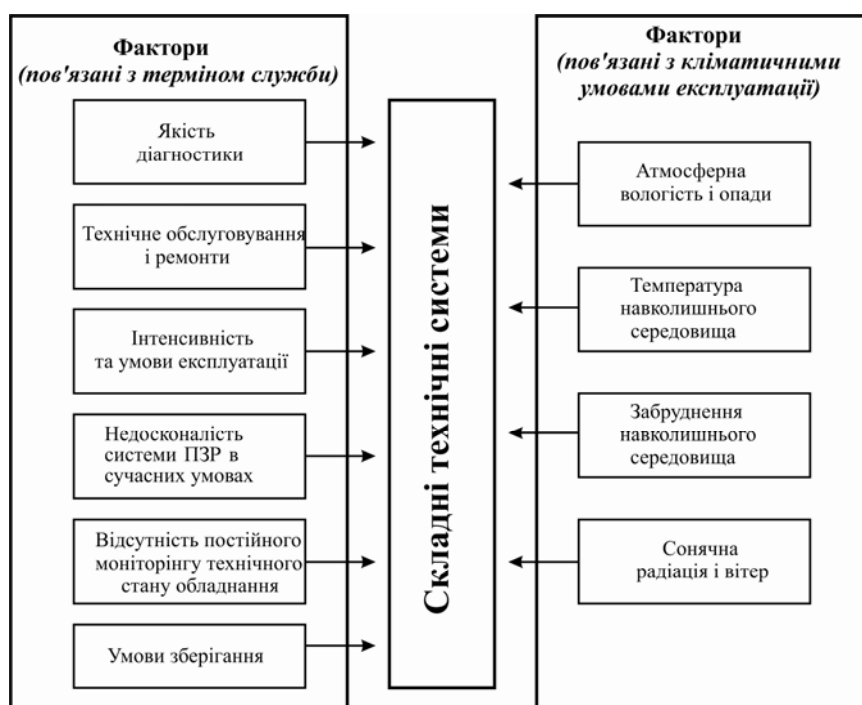


Рис. 6.1. Фактори, що впливають на СТС

Для розгляду закономірностей і процесів, що відбуваються в СТС, введемо поняття інтегрального технічного об'єкта (ІТО). Під ІТО надалі будемо розуміти будь-який підлягаючий розгляду технічний пристрій, систему, агрегат, елемент конструкції і т.д., сукупність яких за конструктивними й функціональними ознаками являє собою СТС.

Функціонально ІТО може бути представлений сукупністю процесів, що відбуваються як всередині нього, так і при взаємодії із зовнішнім середовищем. Взаємодію ІТО з навколишнім середовищем можна розділити на вхідну і вихідну (рис. 6.2) [165].

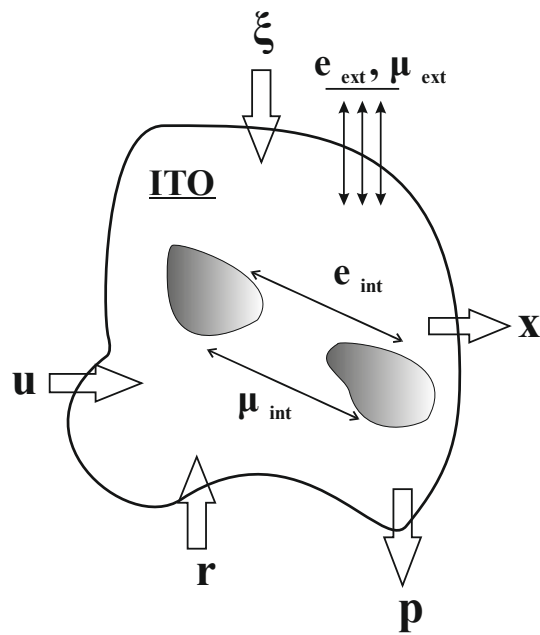


Рис. 6.2. Схема процесів, що відбуваються в ІТО

До вхідної взаємодії належать:

- передача енергії (e_{ext}) і речовини (μ_{ext}) з навколишнього середовища в ІТО;
- керуючий вплив (u), спрямований на виконання ІТО своїх функціональних завдань;
- вплив (r), спрямований на відновлення технічного стану ІТО;
- зовнішні збурення (ξ), що являють собою односпрямовану дію навколишнього середовища на ІТО.

До вихідної взаємодії можна віднести передачу енергії (e_{ext}), речовини (μ_{ext}), які містяться в ІТО, у навколишнє середовище, а також спостережувані координати й параметри стану (x).

Окрім взаємодії з навколишнім середовищем, всередині ІТО також відбуваються фізичні й хімічні процеси, пов'язані з обміном енергією (e_{int}) та речовиною (μ_{int}) між його елементами. Це так звані процеси внутрішньої взаємодії компонентів цілісної системи.

Аналіз процесів, що відбуваються в ІТО, показує, що всі зміни його стану тісно пов'язані зі змінами та перетвореннями енергії. Енергія за своєю системною суттю є інтегральною, узагальненою характеристикою технічного стану ІТО. Отже, аналіз процесів зміни технічного стану ІТО та СТС в цілому необхідно проводити на основі використання так званого «енергетичного підходу».

«Енергетичний підхід» полягає в тому, що для вимірювання стану і властивостей системи використовується така універсальна фізична величина, як енергія, яка дозволяє аналізувати й будувати моделі функціональної поведінки структурно-функціональної деградації ІТО. Еволюція енергії в процесі функціонування ІТО вичерпно описується першим і другим законами термодинаміки [183].

Відповідно до принципів термодинаміки мірою перетворення і зміни енергії тіла (системи тіл) служить ентропія, приріст якої виражається залежністю [183]

$$dS = d_e S + d_i S, \quad (6.1)$$

де $d_e S$ – зміна енергії системи в результаті обміну речовиною та енергією із зовнішнім середовищем;

$d_i S$ – зміна енергії системи в результаті необоротного перетворення, яке викликається перебігом фізико-хімічних процесів і перетворенням одних видів енергії в інші всередині системи.

Аналіз формули (6.1) показує, що зростання ентропії пропорційне змінам технічного стану ІТО, і при досягненні певного значення може призвести до порушення цілісності системи. Цілісність СТС в енергетичному розумінні – результат акумуляції енергії в процесі її створення та формування системних властивостей.

У нашому енергетичному визначенні система – це цілісна сукупність елементів, що володіє здатністю акумулювати і розсіювати енергію, поглинаючи її із середовища або віддаючи її в середовище за рахунок певної взаємодії елементів. У результаті внутрішня енергія системи в одних випадках збільшується, в інших зменшується. В обох випадках функціональні параметри системи змінюються і принципово залежать від балансу надходження і витрати енергії в системі.

В енергетичному підході виділимо три види енергії системи:

- енергія «спокою» системи – це енергія рівноважного стану конструкції системи, утворена в процесі її створення як цілісної функціональної системи;
- потік енергії, що проходить через систему, що забезпечує цільове її функціонування;
- потік енергії, що розглядається в конструкції і структурі системи і призводить до її деградації, а також до віртуальних переміщень параметрів стану і структури системи.

Таким чином, використання енергетичного підходу дозволяє перейти від *параметричного* розгляду технічного стану ІТО до його універсального *енергетичного еквівалента*.

Еволюційні процеси, що відбуваються в СТС, мають динамічний характер, а самі системи є динамічними системами. Найбільш повний опис змін у часі характеристик таких систем з урахуванням енергетичного компонента описується системою рівнянь Гамільтона [184]

$$\frac{dq_i}{dt} = \frac{\partial H}{\partial p_i}; \quad \frac{\partial p_i}{dt} = -\frac{\partial H}{\partial q_i} + Q_i, \quad (6.2)$$

де q – узагальнені координати системи, які в загальному випадку відповідають кількості ступенів її свободи;

p – узагальнені імпульси;

H – функція Гамільтона, що являє собою повну енергію системи;

Q – узагальнені сили, що діють на систему.

У функціональному сенсі моделі динамічних систем, побудовані на основі рівнянь Гамільтона, відображають перетворення й використання енергії системою.

Формалізація узагальненої моделі енергетичного стану ІТО як гамільтонової системи у вигляді диференціальних рівнянь (6.2) є постановкою динамічної задачі, а процедура інтегрування цих рівнянь означає знаходження розв'язку. Інтегрування рівнянь (6.2) може бути інтерпретоване як процес розгортання початкового енергетичного стану системи (6.2) в початковий момент часу в деяку послідовність станів, які характеризують ступінь старіння агрегатів і вузлів ІТО. Це означає, що залежно від безлічі початкових енергетичних станів у результаті інтегрування породжується сім'я траєкторій, яка повністю характеризує всі можливі динамічні еволюції технічного стану ІТО.

Узагальнену динамічну модель енергетичного стану ІТО опишемо у вигляді системи упорядкованих рівнянь [185–187]

$$\sum_{k=1}^n e_{ik} q_k = f_i \quad (k=1, 2, \dots, n), \quad (6.3)$$

де e_{ik} – квадратичний диференціальний оператор вигляду

$$e_{ik} = m_{ik} \frac{d^2}{dt^2} + r_{ik} \frac{d}{dt} + s_{ik}. \quad (6.4)$$

Рівняння (6.3) розглядається як структурний фрактал. Як відомо [188–191], основною властивістю фракталів є їх структурна інваріантність (самоподібність) на кожній страті fr_n (рис. 6.3).

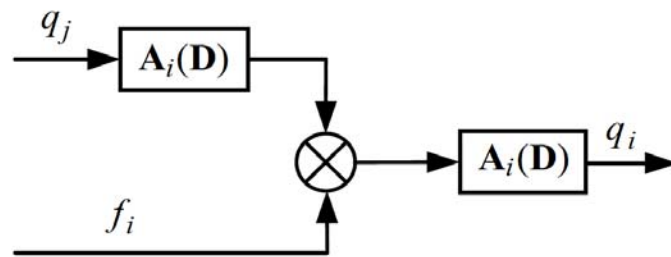


Рис. 6.3. Схема структурного фрактала динамічної системи

Це дозволяє використовувати принцип масштабної інваріантності для структурного розуміння системи зв'язків технічного об'єкта довільної складності. Використання структурних фракталів визначає структурну інваріантність (самоподібність) на кожному рівні й на кожній страті складної системи.

Зручність використання моделей Гамільтона у вигляді рівнянь (6.3) полягає в їх універсальності щодо системного розкриття сенсу узагальнених координат системи, тобто можливості однакового модельного уявлення будь-яких цікавих для дослідника явищ. Це положення дозволяє створювати моделі еволюційних процесів у формі багатополіусників різної розмірності залежно від досліджуваних факторів.

У прийнятій концепції при побудові системної моделі функціонування та еволюції технічного стану СТС розглядається два типи моделей: функціональної цільової поведінки та технічного стану. Універсальність моделей Гамільтона дозволяє об'єднати обидві моделі. Системні відмінності в позначеннях змінних q і H визначаються тим, до якої підсистеми вони застосовуються. Так, у функціональному значенні СТС q – це параметри переміщення конструкції системи в просторі цільового функціонування, а в разі дослідження динаміки конструкції – це віртуальні переміщення елементів конструкції в просторі її віртуальних переміщень. Змінна H в першому випадку –

це енергія взаємодії системи із середовищем, або енергія, необхідна для управління системою за її цільовим призначенням, а в другому випадку – це енергія рівноважної конфігурації технічної конструкції системи, або внутрішня енергія «спокою».

У результаті їх об'єднання в єдину цілісну модель за необхідності утворюється трирівнева схема модельного уявлення еволюції технічного стану ІТО (рис. 6.4). Схема включає рівень опису динамічної моделі (X) ІТО, рівень віртуальних змін стану (S) ІТО, а також рівень вартості (C) фізичного і морального старіння ІТО в процесі експлуатації.

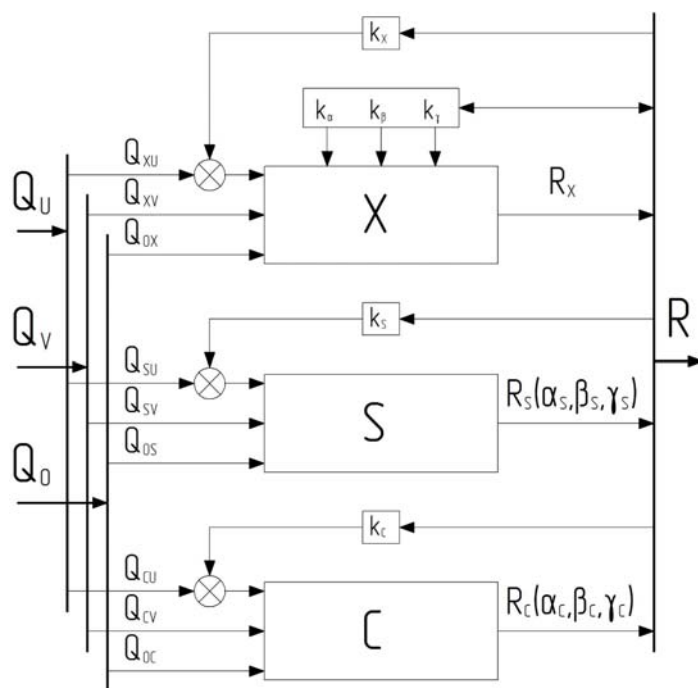


Рис. 6.4. Трирівнева модель функціонування та еволюції технічного стану СТС

На вхідну шину моделі подаються керуючі векторні сигнали цільового управління Q_U , збурювань Q_V , а також вихідних умов Q_0 . Вихідна шина моделі містить:

- R_X – вектор узагальнених координат системи, що містить інформацію про її основну функціональну поведінку;
- R_S – вектор параметрів системи X , що характеризують її технічний стан;
- R_C – вектор, що характеризує вартісне вираження фізичного й морального старіння СТС.

Основними структурними утвореннями моделі еволюції технічного стану СТС є чотири-, шести- і десятиполюсники [192–193]. Приклади чотири- і шестиполюсних елементів моделі зображені на рис. 6.5, 6.6.

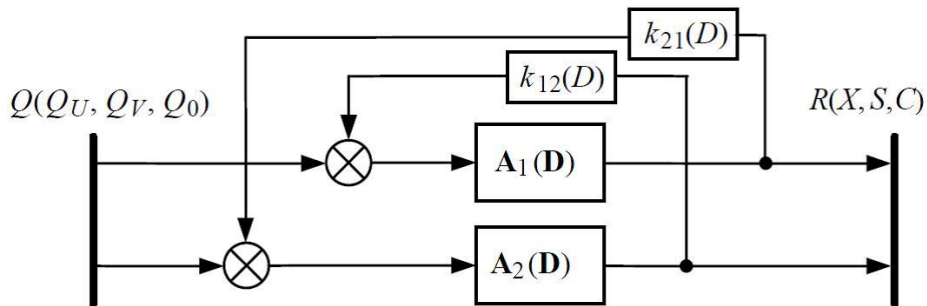


Рис. 6.5. Чотиріполюсний елемент структури моделі функціонування та еволюції технічного стану СТС

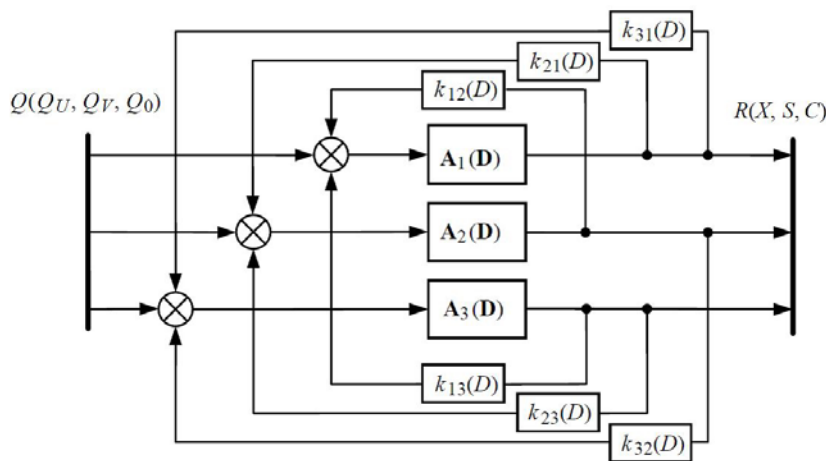


Рис. 6.6. Шестиполюсний елемент структури моделі функціонування та еволюції технічного стану СТС

Розроблена концепція моделювання і аналізу узагальнених динамічних процесів функціональної та деградаційної параметричної зміни СТС в процесі її експлуатації орієнтована на комплексне доцільне управління складною технічною системою з поточного та залишкового стану на всьому інтервалі життєвого циклу. Ця концепція дозволяє моделювати компоненти системи, підсистеми і всю систему в цілому, а також враховувати стадії створення, введення в експлуатацію, технічної експлуатації та функціонування СТС за цільовим призначенням у системній єдності. Головною особливістю моделі є її структурне

рішення, яке дозволяє інтегровано за місцем і часом управляти як цільовими, так і деградаційними процесами у системі, у тому числі розробляти стратегію управління, що максимально враховує технічний стан СТС.

6.2. Модель оцінки технічного стану обладнання тягових підстанцій та прогнозування залишкового ресурсу

Для підвищення надійності електрообладнання ТП, враховуючи досвід створення системи моніторингу і діагностики [38], можна запропонувати модель системи технічного моніторингу (СТМ) силового електрообладнання ТП (рис. 6.7), яка утворює сукупність об'єкта і засобів, необхідних для проведення безперервного діагностування (контролю) фактичного технічного стану електрообладнання з урахуванням правил, встановлених у нормативно-технічній документації (НТД).

Схема СТМ є трирівневою і має такі підсистеми:

1. Підсистема діагностики першого рівня включає:

- *Блок 1* – сервер бази даних діагностичних параметрів БД1, служить для зберігання вимірних і нормованих значень;
- *Блок 2* – формувач діагностичних параметрів, служить для організації (збору) вимірних та граничних значень діагностичних параметрів $X_{\text{вим}}$, $X_{\text{гран.стан}}$;
- *Блок 3* – перетворювач, є моделлю аналізу та перетворення параметрів $f(X_{\text{гран.стан}}, X_{\text{вим}})$ і служить для представлення діагностичних параметрів у нормалізованому вигляді;
- *Блок 4* – блок порівняння, необхідний для визначення вимірних і нормованих значень діагностичних параметрів $X_{\text{вим}} \geq X_{\text{гран.стан}}$;
- *Блок 5* – блок визначення, необхідний для розрахунку величин вимірних і нормованих параметрів $X_{\text{вим}} \geq X_{\text{гран.стан}}$;
- *Блок 6* – формувач моделі технічного стану об'єкта $f(X_{\text{гран.стан}})$, служить для визначення відповідності технічного стану об'єкта вимогам нормативно-технічної документації;

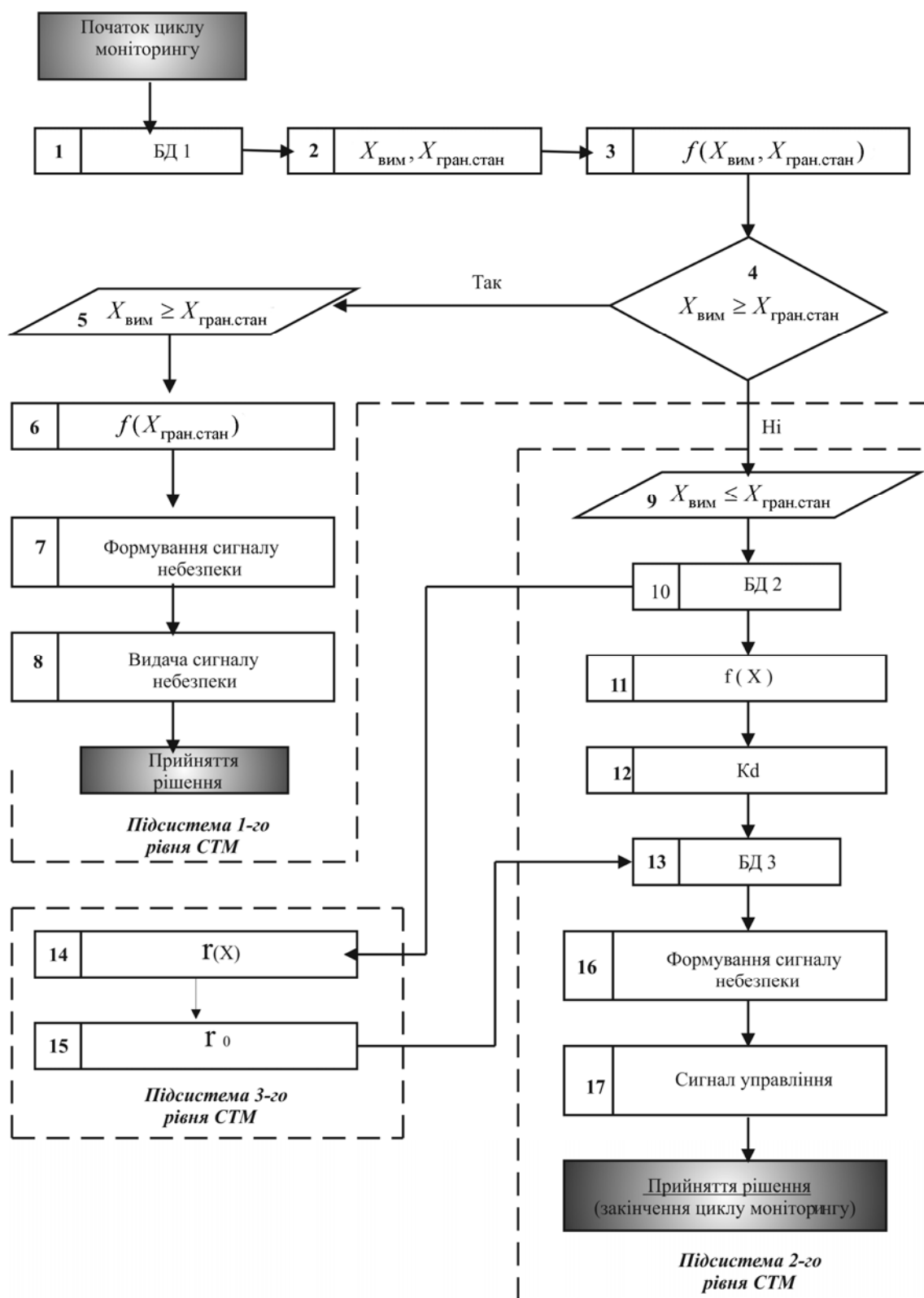


Рис. 6.7. Алгоритм виміру і реєстрації діагностичних параметрів силового електрообладнання ТП у режимі моніторингу

– *Блок 7* – формувач, служить для формування сигналу небезпеки експлуатації об'єкта при перевищенні вимірюваних параметрів нормованих значень;

– *Блок 8* – формувач, видає сигнал небезпеки.

Перший рівень моніторингу на основі даних блоків забезпечує:

- обробку вимірюваних діагностичних параметрів, представляючи їх в нормалізованому вигляді, і передачу результатів вимірювання в обробленому вигляді в базу даних;

- відповідність значень вимірюваних параметрів нормованим значенням і формування висновку про відповідність технічного стану об'єкта вимогам НТД;

- формування сигналу небезпеки експлуатації об'єкта при перевищенні значеннями вимірюваних параметрів нормованих значень;

- прийом командних сигналів на зміну чутливості датчиків, тривалості й періодичності вимірювання та синхронізації.

2. Підсистема діагностики другого рівня включає:

– *Блок 9* – блок визначення, необхідний для розрахунку величин вимірюваних і критичних параметрів $X_{\text{вим}} \leq X_{\text{гран.стан}}$;

– *Блок 10* – сервер бази даних діагностичних параметрів БД2, служить для зберігання інформативних параметрів;

– *Блок 11* – формувач моделі динамічних характеристик і дефектів, що розвиваються $f(X)$, служить для розрахунку похідних і динамічних діагностичних параметрів;

– *Блок 12* – служить для розрахунку ступеня небезпеки дефекту, що розвивається;

– *Блок 13* – сервер бази даних діагностичних параметрів БД3, служить для зберігання вимірюваних параметрів;

– *Блок 16* – формувач, видає сигнал небезпеки;

– *Блок 17* – формувач, видає сигнал управління.

Підсистема другого рівня за допомогою вказаних блоків забезпечує:

- визначення виду й місця дефектів, що розвиваються;

- розрахунок похідних і динамічних діагностичних параметрів;

- визначення ретроспективи діагностичних параметрів;

- визначення ступеня небезпеки дефектів, що розвиваються;

- зміна алгоритму роботи підсистеми за командою верхнього рівня;

- передачу результатів розрахунку і аналізу в базу даних;

- зберігання інформативних параметрів;

- вимірювання діагностичних параметрів;

- формування сигналу про зміну режиму роботи системи охолодження об'єкта (наприклад, силових трансформаторів).

3. Підсистема діагностики третього рівня включає такі блоки:

- Блок 14 – формувач моделі залишкового ресурсу $\tau(x)$;

- Блок 15 – визначник значень залишкового ресурсу τ_0 .

Підсистема діагностики третього рівня на основі блоків 12 і 13 забезпечує оцінку залишкового ресурсу об'єкта.

Виходячи з основних завдань технічного діагностування в режимі моніторингу, первинним актом є визначення виду технічного стану силового електрообладнання ТП. При встановленні факту несправності й дефекту наступний крок спрямований на пошук місця, виду й небезпеки дефекту і визначення причин несправності. В об'єкті можуть утворюватися і розвиватися явні і неявні види дефектів, а діагностуватися можуть тільки явні дефекти. До категорії неявного дефекту належить дефект, який не може бути виявлений через відсутність методу та засобів його виявлення.

Визначення технічного стану деталей і елементів устаткування і всіх видів порушень у їх функціонуванні відбувається з використанням діагностичних параметрів.

Діагностичні параметри поділяються на три типи:

- параметри інформаційного виду, що представляють об'єктну характеристику, $X_{\text{інф}}$;

- параметри, що представляють поточну технічну характеристику елементів (вузлів) об'єкта, X_i ;

- параметри, які включають похідні декількох параметрів, $X_{\text{похідн}}$.

До параметрів інформаційного виду $X_{\text{інф}}$ належать:

- тип об'єкта;
- час введення в експлуатацію та період експлуатації;
- ремонтні роботи, що проводяться на об'єкті;
- знаходження об'єкта в нештатних ситуаціях;
- технічні характеристики об'єкта, отримані при випробуванні на заводі-виготівнику та/або при введенні в експлуатацію;

- нормовані значення діагностичних параметрів $X_{\text{гран.стан}}$;

- технічні характеристики X_i об'єкта у вигляді ретроспективи абсолютних значень в часі $X_i(t)$ або їх похідної $\frac{dx_i}{dt}$.

Нормовані значення діагностичних параметрів $X_{\text{гран.стан}}$ використовуються при зіставленні їх значень з вимірними діагностичними параметрами. Інші параметри інформаційного виду застосовуються переважно в тих випадках, коли вимірювані діагностичні параметри мають значення, що наближаються до граничних нормованих значень

$X_{\text{гран.стан}}$ і динамічні характеристики $\frac{dx_i}{dt}$ мають високі значення.

До діагностичних параметрів, які представляють поточну технічну характеристику елементів (вузлів) об'єкта, X_i належать результати вимірювань у поточний момент. Ці параметри залежно від виду обладнання можуть розрізнятися. Водночас, коли цілий ряд об'єктів контролю використовує один і той же вид параметрів, ці параметри можуть мати лише різні нормовані значення.

Кількість вимірюваних діагностичних параметрів залежить від виду обладнання та ступеня розвиненості методів діагностування. Наприклад [9], число вимірюваних діагностичних параметрів силових трансформаторів і шунтуючих реакторів досягає 38, масляних вимикачів – 29, елегазових вимикачів – 25, обмежувачів перенапруги та розрядників – 10, роз'єднувачів (з приводом) – 14, маслonaповнених вимірювальних трансформаторів струму – 9.

Сьогодні існує можливість автоматично вимірювати основну частину поточних діагностичних параметрів технічними засобами під робочою напругою (тобто в режимі on-line). Діагностування проводиться в циклічній формі: кожен цикл включає вимір всього комплексу параметрів при обов'язковій реєстрації параметрів хоча б один раз. При діагностуванні обладнання знання взаємодії подій при утворенні дефекту є найважливішою умовою визначення логічного ланцюга подій при створенні моделей технічного стану систем та об'єкта в цілому. Отже, побудова схем подій є складовою частиною методики діагностування при аналізі результатів вимірювання параметрів контрольованого обладнання ТП. Від повноти опису об'єкта і функціональних зв'язків явищ в об'єкті залежить точність результатів діагностування.

Структуру високовольтного устаткування можна в загальному вигляді порівняти зі структурою фізичних твердих тіл, що мають макроскопічну неоднорідність. Спільним для них є наявність множини елементів, зміна властивостей яких або виключення якого-небудь з них призводить до зміни властивостей об'єкта; у граничному стані

може статися припинення його функціонування. Спільним для них є також зміна їх властивостей (стану) при зовнішніх впливах експлуатаційних факторів.

Запропонована модель алгоритму виміру і реєстрації діагностичних параметрів силового електрообладнання ТП в режимі моніторингу (рис. 6.7) складається з ряду блоків, що мають функціональний зв'язок між собою. Як правило, такі блоки не розглядаються ізольовано. Їх сумарний внесок у функціонування моделі в цілому зумовлений взаємодією цих блоків між собою. При діагностуванні обладнання важливо знати послідовність подій, які можуть призводити до відмови деталей і вузлів. При цьому враховуються ті фізичні процеси, які визначають деградацію матеріалів і конструкцій.

Блок 6 моделі технічного стану $f(X_{\text{гран.стан}})$ (рис. 6.7) є основним елементом підсистеми 1-го рівня СТМ. Це модель технічного стану вузлів, систем об'єкта чи об'єкта в цілому, яке відповідає на питання: є дефект чи ні, тобто чи є значення вимірюваних діагностичних параметрів, рівні яких перевищують нормовані значення. У модель технічного стану $f(X_{\text{гран.стан}})$ входять кілька складових, що належать до систем об'єкта, наприклад електроізоляційна система, система охолодження силових трансформаторів та інші. Отже, блок 6 моделі технічного стану $f(X_{\text{гран.стан}})$ являє собою опис вузла, системи об'єкта або об'єкта діагностування в цілому в декількох станах:

- вузол, система об'єкта або об'єкт в цілому в справному стані;
- деталь, вузол, система об'єкта має дефект, який не становить в даний момент небезпеки для експлуатації, але призводить до обмеження функціонування об'єкта;
- вузол, система об'єкта або об'єкт в цілому має дефект, який становить у даний момент небезпеку для експлуатації об'єкта і необхідне вживання заходів для запобігання аварійній ситуації, тобто об'єкт знаходиться в несправному стані.

Опис здійснюється у вигляді формальних залежностей між можливими впливами на вузол, систему об'єкта або об'єкт і його реакцією на ці впливи.

Слід зазначити, що важливим елементом системи діагностування є визначення характеру розвитку дефектів, починаючи від стадії їх утворення до досягнення нормованих значень діагностичних параметрів, що визначають цей дефект. Тому блок 11 моделі дефектів, що

розвиваються, і блок 14 моделі залишкового ресурсу $f(X, \tau)$ (рис. 6.7) представляють собою функцію рівня небезпеки дефектів, що розвиваються K_d (блок 12). Ця функція є залежностями статич-

них параметрів $X_{ст} = \frac{X_{вим.i}}{X_{гран.стан.i}}$ (тобто відношення параметрів техніч-

них характеристик елемента або вузла в поточний момент до їх нормованих технічних характеристик діагностичних параметрів) і дина-

мічних параметрів $X_{дин.i} = \frac{dX_{вим.i}}{dt}$ (змінюються в часі). У блоці 12 рі-

вень небезпеки K_d визначається максимальними значеннями параметрів статичних $X_{ст}$ і динамічних $X_{дин.i}$.

У блоці 4 (після вимірювання діагностичних параметрів $X_{вим.i}$ (блок 2 – технічні характеристики елементів об'єкта)) проводиться зіставлення цих значень $X_{вим.i}$ з нормованими значеннями параметрів $X_{гран.стан.i}$ (блок 3 – критеріальні значення згідно з нормативно-технічною документацією) з метою пошуку діагностичних параметрів, що мають значення, які дорівнюють або перевищують значення відповідних $X_{гран.стан.i}$.

При знаходженні такого $X_{вим.i}$ (блок 5), значення якого дорівнює або перевищує значення відповідного нормативного параметра $X_{гран.стан.i}$ (визначається в блоці 6), формується сигнал «несправний стан» (блоки 7, 8) і приймається рішення про завершення діагностування.

При відсутності $X_{вим.i}$, значення якого дорівнює або перевищує значення відповідного $X_{гран.стан.i}$ (блок 9), виміряні параметри $X_{вим.i}$ передаються в базу даних БД2 (блок 10) і потім проводиться їх аналіз з використанням нормованих значень $X_{гран.стан.i}$ (блок 11) з метою визначення ступеня небезпеки K_d (блок 12) дефекту, що розвивається. Відповідно до встановленого значення K_d формується сигнал управління (блок 16, 17) і цикл діагностування завершується.

Після завершення циклу діагностування відповідно до встановленої періодичності вимірювання діагностичних параметрів передається команда на початок нового циклу вимірювання. Блок моделі залишкового ресурсу $\tau(X)$ (рис. 6.7, блок 14) базується на застосуванні

функціональної залежності залишкового ресурсу τ_0 (блок 15) від діагностичних параметрів і їх похідних. Вихідними даними цієї моделі є значення статичних $X_{\text{ст}}$ і динамічних $X_{\text{дин},i}$ параметрів, які були визначені в моделі залишкового ресурсу $f(X)$ і введені в блок визначення ступеня небезпеки K_d (блок 12) і потім в базу даних БДЗ (блок 13). Аналіз залежності $\tau(X)$ (залишкового ресурсу) (блок 14) дозволяє отримати значення τ_0 (блок 15), яке є залишковим ресурсом об'єкта. Слід зазначити, що усунення виявлених дефектів призводить до зміни значень діагностичних параметрів і, відповідно, до зміни значення залишкового ресурсу.

Можливість оцінки залишкового ресурсу розглядається більшістю авторів з використанням методів математичної статистики. Якщо звернутися до експериментальних даних розподілу щільності відмов високовольтного устаткування, то неважко побачити, що функції розподілу часу відмов (або термін служби) високовольтного обладнання не мають статистичної стійкості і однорідності. Щільності розподілу часу відмов і функції відмов $f(\tau)$ показують, що вони не відображають одну сукупність явищ і їх використання призводить до низької надійності визначення залишкового ресурсу. У цих випадках використовують ймовірнісно-статистичні моделі.

Ґрунтуючись на результатах експериментальних досліджень, функція старіння, зносу (стійкості до відмови) устаткування можна записати у вигляді

$$A(t) = A_t = A[1 - (\frac{t}{t_{\text{рес}}})^\alpha], \quad (6.5)$$

де $t_{\text{рес}}$ – ресурс об'єкта;

α – показник відношення поточного часу до ресурсу об'єкта.

Утворення дефекту в момент $t_{\text{деф}}$ призводить до зменшення стійкості до відмови, що виразиться в зниженні значення A_t на ΔA .

Тоді цю функцію можна представити у такому вигляді:

- в інтервалі від $t = 0$ до $t_{\text{деф}}$

$$A_t = A[1 - (\frac{t}{t_{\text{рес}}})^\alpha]; \quad (6.6)$$

- в інтервалі від $t = t_{\text{деф}}$ до $t_{\text{рес}}$

$$A_t = A[1 - (\frac{t_{\text{рес}}}{t_{\text{рес}}})^\alpha] - \Delta A. \quad (6.7)$$

При утворенні дефекту, який не усувається при подальшій експлуатації, старіння і стійкість до відмови будуть відображені залежністю (6.7), у якій показник α матиме значення, залежне від ступеня небезпеки дефекту. Момент $t_{\text{рес}}$ відповідає відмові об'єкта, тобто $t_{\text{рес}} = t_{\text{відм}}$.

Отже, звертаючись до (6.7), отримаємо

$$A_t = A[1 - (\frac{t_{\text{відм}}}{t_{\text{рес}}})^\alpha] - \Delta A = 0 \quad (6.8)$$

або при $A_t = 0$

$$t_{\text{відм}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[\alpha]{1 - \Delta A}. \quad (6.9)$$

Тоді залишковий ресурс $\Delta t_{\text{рес}}$ дорівнюватиме

$$\Delta t_{\text{рес}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[\alpha]{1 - \Delta A} - t_{\text{деф}}. \quad (6.10)$$

Тут залишковий ресурс визначається як детерміністична функція. Але в дійсності функція стійкості до відмови (або зносу) має ймовірнісний характер. Якщо відомий закон розподілу відмов (або старіння) контрольованого устаткування, то з урахуванням цілого комплексу припущень оцінюється ймовірність появи випадкової відмови з використанням математичного апарату статистики.

Розглянутий принцип оцінки залишкового ресурсу можна реалізувати при відповідному обґрунтуванні значень ΔA кожного виду дефекту, що викликається різними фізичними процесами.

Значення ΔA є досить складною функцією виду дефекту і ступеня небезпеки K_d дефекту, що розвивається. Значення ΔA залежить також від виду контролюваного об'єкта. Ці значення визначені експертним шляхом на первинній стадії застосування методу й уточнюються на підставі результатів аналізу фізичних процесів, що викликають утворення дефектів. При цьому аналізі статистичні методи визначення ймовірності переходу дефекту у відмову можуть виявитися досить ефективними.

Слід зазначити, що моделі: аналізу перетворення параметрів $f(X_{\text{гран.стан}}, X_{\text{вим}})$; технічного стану $f(X_{\text{гран.стан}})$; динамічних характеристик і дефектів, що розвиваються, $f(X)$; залишкового ресурсу $\tau(X)$ є частинами системи діагностування, що виконує всі дії в режимі моніторингу діагностичних параметрів X_i .

У зв'язку з цим розв'язання задач у моделях повинно проводитися в кожному циклі вимірювань $X_{\text{вим}}$, а реалізація такої системи діагностування відбуватиметься при інтенсивному використанні сучасних обчислювальних комплексів з відповідним програмним забезпеченням.

6.3. Моделювання впливу термінів обслуговування на експлуатаційну надійність ТП та витрати з ТО і Р

У технологічному процесі технічного обслуговування ТП однією із складних задач є кількісна оцінка ефективності використання складних технічних систем на залізничному транспорті. У цьому напрямку розглянемо процес ТО і Р силових трансформаторів ТП, які мають велике значення у забезпеченні надійної роботи системи тягового електропостачання залізниць.

Зараз застосовуються теоретично обґрунтовані методи організації процесів ТО і Р силових трансформаторів, однак здебільшого не дозволяють враховувати комплексний вплив на параметри системи ТО і Р умов експлуатації трансформаторів, кількості відмов, складу та кількості обслуговуючих бригад, кількісного і якісного складу запасних частин та помилок обслуговуючого персоналу тощо.

Перспективними методами розв'язання зазначених проблем є стратегія обслуговування за фактичним технічним станом силового

електрообладнання ТП, процесний інжиніринг в управлінні системою ТО і Р електрообладнання ТП за обраною цільовою функцією. Так, цільовою функцією можуть бути технічні, соціально-інженерні (кількість і склад обслуговуючих бригад) та економічні (мінімізація витрат) показники або показники експлуатаційної надійності.

Цільова функція завжди оптимізується за технічними, економічними, соціальними критеріями або критерієм надійності або може мати будь-яку іншу форму оцінки [151]. Найбільш повно вимоги процесного інжинірингу задовольняють комплексні показники надійності у вигляді цільових функціоналів готовності $K_r(t)$ і технічного використання $K_{TB}(t)$.

Згідно з ГОСТ 27.002-89 [23] коефіцієнт готовності характеризує ймовірність того, що об'єкт опиниться у працездатному стані у довільний момент часу, крім планових періодів, впродовж яких використання об'єкта за призначення не передбачається:

$$K_r = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{\sum_{i=1}^n T_i + \sum_{i=1}^m T_{Bi}}, \quad (6.11)$$

де T_i – час збереження працездатності в i -му циклі функціонування об'єкта;

T_{Bi} – час відновлення (ремонт) після i -ї відмови об'єкта;

n – кількість робочих циклів за розглянутий період експлуатації;

m – кількість відмов (відновлень) за розглянутий період.

Коефіцієнт технічного використання являє собою відношення математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта в працездатному стані за деякий період експлуатації до математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта в працездатному стані й простоїв, зумовлених технічним обслуговуванням і ремонтом за той же період експлуатації:

$$K_{TB} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{\sum_{i=1}^n T_i + \sum_{i=1}^m T_{Bi} + \sum_{j=1}^n T_{плj}}, \quad (6.12)$$

де $T_{плj}$ – тривалість виконання планового j -го ремонту, що потребує виведення об'єкта з працездатного стану;

k – кількість профілактик, що потребують відключення об'єкта за розглянутий період.

Отже, $K_{тв}$ відрізняється від K_r тим, що при його визначенні враховується весь час вимушених простоїв, тоді як при визначенні K_r час простою, пов'язаний з проведенням профілактичних робіт, не враховується.

Сумарний час вимушеного простою об'єкта зазвичай включає час:

- на пошук і усунення відмови;
- на регулювання і налаштування об'єкта після усунення відмови;
- для простою через відсутність запасних частин;
- для профілактичних робіт.

В умовах експлуатації на рівень надійності об'єктів ТП значний вплив має система ТО і Р та якість і ефективність проведення робіт [42].

Розглянемо роботу одного із силових трансформаторів ТДТН-25000/150-70 У1 ТП постійного струму (ЕЧЕ-15) за період експлуатації з 2007 по 2013 рік. За цей час виконувалося шість поточних ремонтів, були відмови в роботі та проводилось ТО і міжремонтні випробування згідно з «Інструкцією з технічного обслуговування тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» ЦЕ-0024, «Технологічних карт поточного ремонту обладнання тягових підстанцій залізниць» ЦЕ-0040 і «Типових норм часу на поточний ремонт обладнання та пристроїв тягових підстанцій електрифікованих залізниць» [1, 9, 22, 194].

У реальних умовах експлуатації кількість нормо-годин на виконання планових ремонтів збільшується на деякий коефіцієнт (K_n), що пов'язано з неякісним плануванням робіт, відсутністю необхідних інструментів та пристроїв діагностування, запасних частин, недостатнім рівнем професійної підготовки та виробничого досвіду персоналу тощо.

Тривалість виконання поточного ремонту та міжремонтних випробувань згідно з [22] наведена в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

**Типові норми часу на поточний ремонт, міжремонтні випробування
силового трансформатора ТДТН-25000/150-70 У1
та середній час відновлення після відмови**

Вид робіт або середній час	Типові норми часу			
	Нормо-годин		Нормо-діб	
	Згідно з НТД	Фактично	Згідно з НТД	Фактично
Поточний ремонт трансформатора	6,68	0,278	8,684	0,362
Міжремонтні випробування	7,476	0,312	9,718	0,404
Середній час відновлення після відмови	100	4,166	130	5,416
Середній час виконання 1-го періодичного огляду	0,57 нормо-години або 0,024 нормо-добы			

Комплексні показники експлуатаційної надійності розрахуємо за формулами (6.11), (6.12) для двох випадків: з урахуванням поправного коефіцієнта $K_n = 1,3$ на час виконання планових ремонтів та за нормативним часом виконання планових ремонтних робіт. Поточні ремонти трансформатора проводилися один раз на рік в липні, а періодичні огляди – кожен місяць.

Накопичений світовий досвід застосування ТО і Р за фактичним технічним станом дозволяє дати таку узагальнену оцінку ефективності цієї стратегії: зниження витрат на обслуговування до 75 %, зниження кількості обслуговувань до 50 %, зниження кількості відмов до 70 % за перший рік роботи [34, 35].

З урахуванням цього, при розрахунках коефіцієнтів готовності й технічного використання припустимо, що кількість профілактичних обслуговувань і ремонтів (ПОР) можна зменшити від 25 до 50 %. У даному випадку скорочення загального часу профілактичних обслуговувань і ремонтів, зумовлене використанням нових підходів до організації ТО і Р та діагностування: процесний інжиніринг управління системою ТО і Р електрообладнання ТП, визначення дійсних параметрів та обслуговування за фактичним технічним станом тощо.

Вхідні дані для розрахунків з урахуванням поправного коефіцієнта на час виконання ремонтних робіт та припущень занесені в табл. 6.2, а з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт та припущень – у табл. 6.3.

Таблиця 6.2

Вихідні дані для розрахунку при $K_n=1,3$

Показник	За нормою при $K_n = 1,3$	При 25 % зменшення ПОР	При 50 % зменшення ПОР
Кількість робочих циклів n	8		
Кількість відмов m	1		
Кількість профілактик k	7	5	3
Час відновлення T_v , нормо-діб	5,416		
Час виконання планового ремонту (враховано час на ПР і міжремонтні випробування) $T_{пл}$, нормо-діб	2,576	1,852	1,49
Середній час виконання періодичних оглядів (за шість років експлуатації було 72 огляди, при зменшенні ПОР на 25 % було 54 огляди а при зменшенні на 50 % – 36) $T_{то}$, нормо-діб	1,728	1,296	0,864

Таблиця 6.3

Вихідні дані для розрахунку з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт

Показник	За нормою	При 25 % зменшення ПОР	При 50 % зменшення ПОР
Кількість робочих циклів n	8		
Кількість відмов m	1		
Кількість профілактик k	7	5	3

Показник	За нормою	При 25 % зменшення ПОР	При 50 % зменшення ПОР
Час відновлення T_v , нормо-діб	4,166		
Час виконання планового ремонту (враховано час на ПР і міжремонтні випробування) $T_{пл}$, нормо-діб	1,979	1,424	1,146
Середній час виконання періодичних оглядів (за шість років експлуатації було 72 огляди, при зменшенні ПОР на 25 % було 54 огляди а при зменшенні на 50 % – 36) $T_{то}$, нормо-діб	1,728	1,296	0,864

Розрахуємо коефіцієнти технічного використання і готовності (вирази (6.12), (6.11)) та побудуємо графіки за реальних умов експлуатації з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт (табл. 6.2, 6.3). Графіки цих коефіцієнтів зображено на рис. 6.8, 6.9.

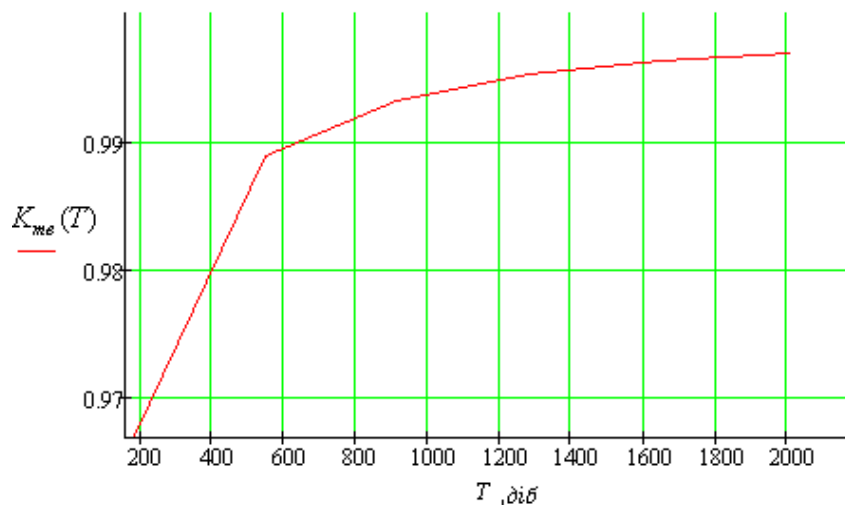


Рис. 6.8. Графік $K_{жс}(T)$ за реальних умов експлуатації з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт

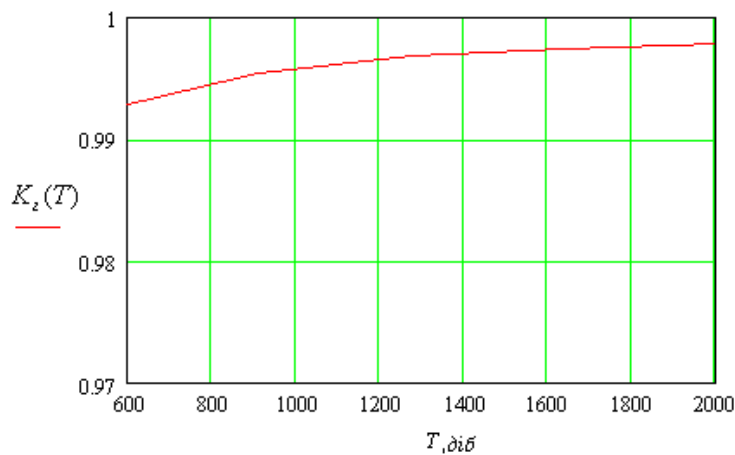


Рис. 6.9. Графік $K_z(T)$ за реальних умовах експлуатації з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт

Результати розрахунків $K_r(T)$ та $K_{тв}(T)$ згідно з вхідними даними, які відображені у табл. 6.2 та 6.3, зведемо в табл. 6.4.

Згідно з даними табл. 6.4 побудуємо суміщені графіки коефіцієнтів готовності й технічного використання силового трансформатора для вище зазначених двох випадків з урахуванням зменшення загального часу на профілактичні роботи (ПР) на 25 і 50 %. Графіки коефіцієнтів готовності й технічного використання наведені на рис. 6.10–6.13.

Таблиця 6.4

Коефіцієнти готовності та технічного використання з урахуванням поправного коефіцієнта на час виконання ремонтних робіт та з нормативним часом

Коефіцієнт	При $K_n = 1,3$ (фактично)	За нормою (згідно НТД)
$K_{тв}$	0,996	0,997
$K_{тв}$ при зменшенні ПОР на 25%	0,997	0,998
$K_{тв}$ при зменшенні ПОР на 50%	0,998	
K_r	0,997	0,998
K_r при зменшенні ПОР на 25 %	0,998	
K_r при зменшенні ПОР на 50 %	0,999	

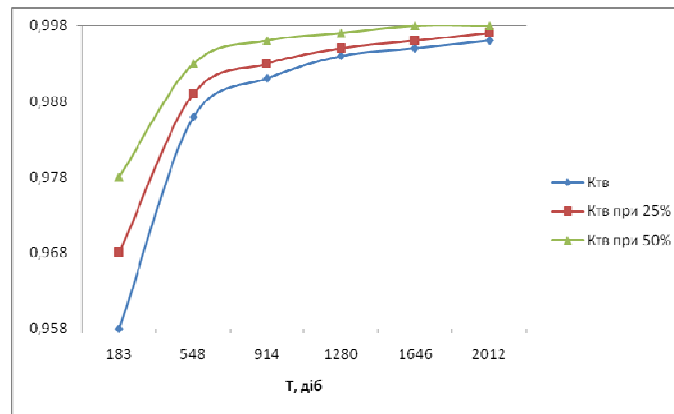


Рис. 6.10. Графік коефіцієнта технічного використання силового трансформатора з урахуванням поправного коефіцієнта $K_n = 1,3$ на час виконання ремонтних робіт

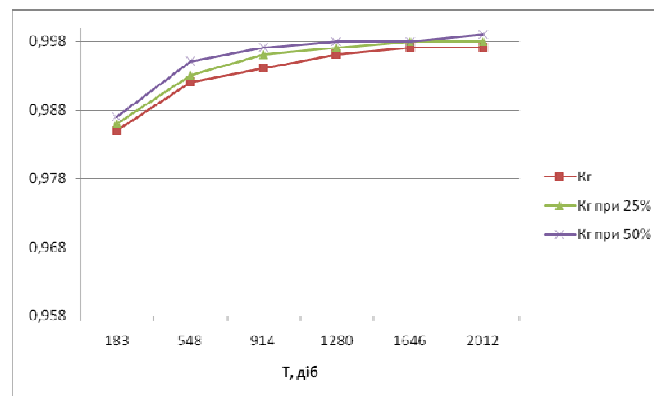


Рис. 6.11. Графік коефіцієнта готовності силового трансформатора з урахуванням поправного коефіцієнта $K_n = 1,3$ на час виконання ремонтних робіт

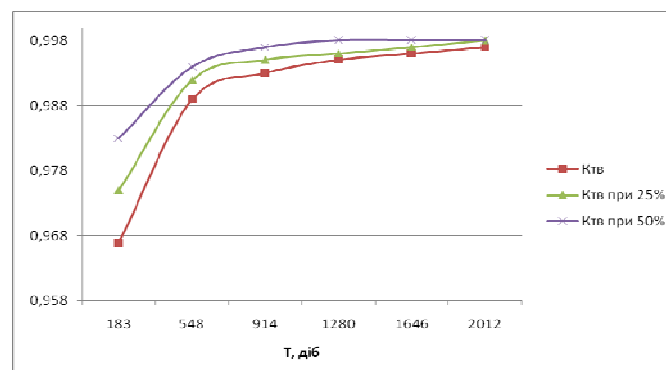


Рис. 6.12. Графік коефіцієнта технічного використання силового трансформатора з нормативним часом виконання ремонтних робіт

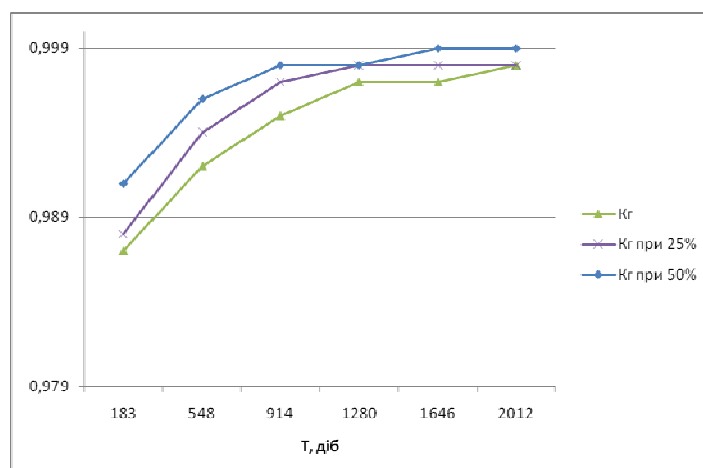


Рис. 6.13. Графік коефіцієнта готовності силового трансформатора з нормативним часом виконання ремонтних робіт

Проведемо розрахунок витрат на ТО і Р силового трансформатора ТДТН-25000/150-70 У1 згідно з даними про кількість і вартість матеріалу (табл. 6.5), який застосовується при ТО і Р трансформаторів, та оклади електромеханіків і погодинних тарифних ставок електромонтерів (табл. 6.6).

Таблиця 6.5

Матеріал, необхідний для проведення ТО і Р трансформаторів

Матеріал	Приблизна кількість	Вартість, грн
Силікагель індикаторний	150 г	6
Силікагель	20 кг	500
Трансформаторне масло	1 т	7720,31
Мастило ЦИАТИМ	150 г	5,55
Уайт-спірит	200 мл	4,0
Вологомаслостійкий лак або емаль	200 гр	9,40
Запасне масло вказівне скло	1 шт	60,0
Гумові прокладки	2 кг	51,40
Обтиральний матеріал	—	5,0

Оклади та погодинні тарифні ставки обслуговуючого персоналу ТП

Посада	Оклад або погодинна тарифна ставка, грн або грн/год
Електромеханік	32,88
Електромонтер 3-го розряду	11,74
Електромонтер 4-го розряду	13,17

Усі дані про кількість і вартість матеріалу усереднені, бо кількість матеріалу, яка необхідна для проведення ремонтів трансформаторів, залежить від потужності трансформатора і тривалості його експлуатації (наприклад, при поточному ремонті трансформатора кількість масла, яку доливають, може коливатися у досить великих межах, тому визначити точну кількість дуже складно).

Оплата праці електромеханіка за 1 годину становитиме 19,57 грн/год з урахуванням того, що за місяць він у середньому відпрацьовує 142 год.

При розрахунку оплати праці обслуговуючого персоналу ТП будемо враховувати, що до окладу або погодинної тарифної ставки додається 8 % за шкідливі умови праці, отже:

- оплата праці електромеханіка становитиме $C_1 = 21,14$ грн/год;
- оплата праці електромонтера 3-го розряду становитиме $C_2 = 12,68$ грн/год;
- оплата праці електромонтера 4-го розряду становитиме $C_3 = 14,22$ грн/год.

Як уже зазначалося, норма часу на вимірник поточного ремонту трансформатора становить $T_{\text{пр}} = 6,68$ нормо-годин (з урахуванням поправного коефіцієнта 8,68 нормо-годин); міжремонтних випробувань $T_{\text{мр}} = 7,476$ нормо-годин (з урахуванням поправного коефіцієнта 9,718 нормо-годин); середнього часу виконання 1-го періодичного огляду $T_{\text{то}} = 0,57$ нормо-годин.[9].

Розглянемо методику розрахунку оплати праці працівників при проведенні ТО і Р:

- розрахунок оплати праці за *поточний ремонт* – $C_{\text{пр}} = (C_1 T_{\text{пр}}) + (C_2 T_{\text{пр}}) + (C_3 T_{\text{пр}})$, де C_1 – посадовий оклад електромеханіка;

ханіка другої групи; C_2 – тарифна ставка електромонтера 3-го розряду; C_3 – тарифна ставка електромонтера 4-го розряду; $T_{\text{пр}}$ – норма часу на виконання поточного ремонту.

- розрахунок оплати праці за міжремонтні випробування $C_{\text{мв}} = (C_1 T_{\text{мв}}) + (C_2 T_{\text{мв}}) + (C_3 T_{\text{мв}})$, де C_1 – посадовий оклад електромеханіка другої групи; C_2 – тарифна ставка електромонтера 3-го розряду; C_3 – тарифна ставка електромонтера 4-го розряду; $T_{\text{мв}}$ – норма часу на виконання міжремонтних випробувань.

- розрахунок оплати праці за виконання періодичних оглядів $C_{\text{то}} = C_1 T_{\text{то}}$, де C_1 – посадовий оклад електромеханіка другої групи; $T_{\text{то}}$ – норма часу на виконання періодичних оглядів.

- розрахунок оплати праці за ТО і Р одного силового трансформатора $C = C_{\text{пр}} + C_{\text{мв}} + C_{\text{то}}$.

Розрахуємо середні витрати на ТО і Р за шість років експлуатації одного силового трансформатора ($C_{\text{пор}} = C + C_{\text{м}}$, де C – оплата праці працівникам за ТО і Р; $C_{\text{м}}$ – витрати на матеріал, необхідний для проведення 1-го планового ремонту) та занесемо отримані дані до табл. 6.7.

Таблиця 6.7

**Усереднені витрати на ТО і Р одного силового трансформатора
за шість років експлуатації**

Умова	Усереднені витрати на ТО і Р з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт (згідно з НТД), тис грн	Усереднені витрати на ТО і Р з урахуванням поправочного коефіцієнту на час виконання планових ремонтних робіт (фактично), тис грн
За нормою	53 321,49	54 006,28
З урахуванням зменшення загального часу на профілактичні роботи на 25 %	35 739,67	36 232,01
З урахуванням зменшення загального часу на профілактичні роботи на 50 %	26 840,31	27 236,56

Як бачимо (табл. 6.7), у разі застосування обслуговування за фактичним технічним станом зменшується загальний час на профілактичні роботи до 50 %, що дозволяє скоротити витрати на ТО і Р одного силового трансформатора за шість років експлуатації приблизно на 26 769,72 грн.

Результати проведених розрахунків комплексних показників експлуатаційної надійності $K_T(T)$ та $K_{ТВ}(T)$ силового обладнання ТП вказують на їх збільшення в результаті визначення дійсних параметрів обладнання та обслуговування за фактичним технічним станом.

Підвищення комплексних показників експлуатаційної надійності силового електрообладнання ТП забезпечить більш надійну його роботу, а зменшення кількості планових профілактичних робіт дозволить скоротити витрати на проведення ТО і Р.

6.4. Стратегії ТО і Р пристроїв тягових підстанцій за фактичним технічним станом

Основою сучасної стратегії розвитку системи тягового електропостачання залізниць України є підвищення безпеки, ефективності та обсягів перевезень. Одним з напрямів підвищення ефективності системи тягового електропостачання є підвищення експлуатаційної надійності тягових підстанцій, яке повинно здійснюватися в таких основних напрямках:

- комплексна модернізація технологічних систем та обладнання ТП;
- підвищення коефіцієнта технічного використання ($K_{ТВ}$) та коефіцієнта готовності (K_T);
- технічно і економічно обгрунтоване продовження термінів експлуатації діючого силового електрообладнання;
- автоматизація системи ТО і Р та діагностування.

Найбільші резерви з підвищення ефективності системи ТО і Р силового електрообладнання ТП закладені в скороченні тривалості ПЗР електрообладнання.

Сьогодні все, що стосується обсягів і періодичності планового ремонту й технічного обслуговування обладнання, визначається вимогами заводів-виготівників. При цьому періодичність проведення ТО і Р

обладнання встановлюється НТД та його напрацюванням. Це призводить до того, що планові обслуговування і ремонти виконуються частіше, ніж це необхідно, частіше, ніж того вимагає технічний стан обладнання ТП, що, в остаточному підсумку знижує $K_{\text{ТВ}}$ і $K_{\text{Г}}$ та супроводжується великими матеріальними, фінансовими витратами та трудовитратами, що в сучасних економічних умовах здійснити дуже складно.

Альтернативою ПЗР є планування ремонту обладнання ТП на підставі його фактичного технічного стану (підрозд. 1.6, 1.7). Однак на цей час ця стратегія не отримала широкого застосування на дистанціях електропостачання залізниць України.

Основна ідея концепції ремонту за фактичним технічним станом (РФТС) полягає в тому, що обладнання необхідно ремонтувати тоді, коли його стан близький до відмови. Іншими словами, немає необхідності в проведенні будь-якої профілактики, коли відомо, що до відмови ще далеко. Однак чим стан обладнання ближче до відмови, тим більша ймовірність випадкової відмови. При цьому відмова може відбутися раніше розрахункового запланованого терміну. Це зумовлюється як невизначеністю і похибкою оцінок напрацювання до відмови, так і випадковою природою напрацювання до відмови. Тому обладнання необхідно виводити в плановий ремонт заздалегідь. Ступінь попередження повинна залежати від значущості обладнання. Як значущі показники для обладнання ТП прийнятними є показники, що відображають вплив аналізованого обладнання на надійність та ефективність експлуатації ТП. Чим значніше обладнання впливає на надійність та ефективність експлуатації, тим з більшим запасом за часом повинен призначатися плановий ремонт цього обладнання. Якщо ж обладнання має дуже низький вплив, то ремонт може проводитися за фактом відмови (підрозд. 1.6.1) [3, 195,196].

Таким чином, для впровадження РФТС в експлуатаційну практику необхідно розробити такі методи, які будуть застосовні до електрообладнання ТП:

- метод оцінки впливу обладнання на надійність ТП;
- метод оцінки впливу обладнання на ефективність експлуатації;
- метод оцінки напрацювання до відмови і гамма-відсоткового напрацювання до відмови, що дозволяє залежно від встановленого гамма-процентного запасу отримувати різні упередження (гамма-відсоткове напрацювання до відмови – це напрацювання, протягом

якого відмова об'єкта не виникне з ймовірністю γ , вираженою у відсотках (п. 6.9 ГОСТ 27.002) [23];

- метод встановлення гамма-процентного запасу залежно від значущості обладнання.

Метод застосування концепції переходу на ремонт за РФТС спрямований на зміну графіків та обсягів робіт з технічного обслуговування і планового ремонту обладнання на основі оцінки прогнозних значень ТС електрообладнання ТП, впливу обладнання на надійність ТП, впливу обладнання на ефективність експлуатації ТП.

Для впровадження стратегії РФТС необхідно виділити один або кілька визначальних критеріїв ТС. Позначимо ці критерії $\{K_1, K_2, \dots, K_n\}$. Кожен критерій може представляти яку-небудь фізико-хімічну характеристику устаткування й мати точковий або інтервальний характер. Також слід мати оцінки ТС обладнання протягом максимально можливого часу для всіх n критеріїв $\{K_1^0(t), K_2^0(t), \dots, K_n^0(t)\}$ і для кожного критерію гранично допустимі проектом значення $\{\overline{K_1}, \overline{K_2}, \dots, \overline{K_n}\}$.

Встановлення визначальних характеристик ТС проводиться на підставі досвіду експлуатації, експертних оцінок фахівців, що експлуатують обладнання, та переліку числових параметрів, які змінюються в процесі проведення поточних та планових капітальних ремонтів електрообладнання ТП.

Основним показником планування тривалості до подальшого ремонту служить гамма-відсоткове напрацювання до відмови. Значення гамма-відсоткового запасу повинні бути різні залежно від впливу обладнання на безпеку та ефективність експлуатації електрообладнання ТП.

Напрацювання до відмови оцінюється на підставі прогнозування зміни визначальних характеристик ТС електрообладнання та з урахуванням наявних даних щодо відмов даного обладнання. Прогнозування зміни визначальних характеристик ТС здійснюється на підставі фізико-статистичних методів [197, 198].

У випадку, якщо планування здійснюється за середнім напрацюванням до відмови, ремонт обладнання (за фактом досягнення будь-яким визначальним параметром ТС гранично допустимого значення - по фактом відмови) виконується через інтервал часу $T_{\text{рем}}$ від останньої оцінки технічного стану обладнання

$$T_{\text{рем}} = \min(i) \{t_i^{\text{гран}} - t_0\}, i = 1, 2, \dots, n, \quad (6.13)$$

де $t_i^{\text{гран}}$ – момент досягнення i -м визначальним параметром технічного стану гранично допустимого значення (визначається на підставі прогностичних оцінок траєкторії зміни визначального параметра ТС);

t_0 – момент проведення останньої оцінки технічного стану обладнання.

У загальному випадку планування ремонту буде проводитися через інтервал часу $T_{\text{рем}}$, що оцінюється за виразом

$$T_{\text{рем}} = \min(i) \{t_{\gamma i}^{\text{гран}} - t_0\}, i = 1, 2, \dots, n, \quad (6.14)$$

де $t_{\gamma i}$ – гамма-відсоткове напрацювання до відмови за i -м визначальним параметром технічного стану.

Вплив обладнання на надійність оцінюється за величиною зміни ризику (при зміні ймовірності відмови обладнання від 1 до 0), що визначається на підставі моделей і результатів ймовірнісного аналізу надійності ТП. У спрощеному варіанті аналізу вплив обладнання на надійність ТП оцінюється на підставі класифікації електрообладнання за НТД.

Вплив обладнання на ефективність експлуатації оцінюється за середнім значенням затримки ЕРС на один позаплановий ремонт. Основою розрахунку є експлуатаційна статистика за термінами позапланового ремонту устаткування і регламентована залежність допустимого часу затримки ЕРС від тривалості непрацездатності обладнання ТП. У спрощеному варіанті аналізу вплив обладнання на ефективність експлуатації оцінюється за коефіцієнтом запасу часу на проведення позапланового ремонту обладнання стосовно регламентованої тривалості непрацездатності обладнання без зниження експлуатаційної надійності електрообладнання ТП.

Залежно від значущості електрообладнання встановлюється значення (γ) гамма-відсоткового запасу гамма-відсоткового напрацювання до відмови. Значущість обладнання визначається на підставі спеціально розробленої діаграми ранжування [199, 200].

В основу побудови діаграми ранжування покладено принцип при-
своєння певного рівня значущості відповідно до впливу електрообла-
днання на безпеку та ефективність експлуатації ТП.

З урахуванням [199, 200] виділимо три рівні значущості: низький, середній і високий та віднесемо до них класи обладнання ТП (за рів-
нем впливу на забезпечення безперервного тягового електропоста-
чання, у разі виходу з ладу це 3-й, 2-й та 1-й клас відповідно). Виді-
лення саме трьох рівнів пов'язане з часто використовуваною в ризик-
орієнтованому аналізі шкалою ранжування значущості, рівнів ймові-
рності відмови, приросту частоти пошкодження електрообладнання
(ЧПЕ) ТП. Особливістю даної діаграми є виділення в явному вигляді
градації обладнання за впливом на ефективність експлуатації.

Діаграма ранжування обладнання включає три області (рис. 6.14):

- мінімальний рівень значущості ($\text{ЧПЕ}_{\min}$) відповідає низькому збільшенню $\Delta\text{ЧПЕ}$, 3-й клас обладнання, дуже низький рівень впли-
ву при виведенні обладнання в ремонт, великому запасі часу на вико-
нання ремонту;
- середній рівень значущості (ЧПЕ_{cp}) відповідає значенням при-
росту $\Delta\text{ЧПЕ}$ від мінімального ($\text{ЧПЕ}_{\min}$) до середнього (ЧПЕ_{cp}), 2-й
клас обладнання, наявність впливу при виведенні обладнання в ре-
монт від мінімального до середнього рівня, меншому коефіцієнту за-
пасу часу на виконання ремонту;
- високий рівень значущості відповідає збільшенню $\Delta\text{ЧПЕ}$ вище
середнього, 1-й клас обладнання, значення впливу при виведенні об-
ладнання в ремонт вище середнього, відсутність запасу часу на вико-
нання ремонту.

Кожному обладнанню відповідає своє значення запасу γ гамма-
відсоткового напрацювання до відмови, по якій проводиться плану-
вання ТО і Р. Чим вище рівень значущості обладнання, тим більшим
має бути гамма-відсотковий запас.

Розглянемо методику оцінки граничних значень $\Delta\text{ЧПЕ}$, T_3 , θ від-
повідають класам обладнання і значенням γ .

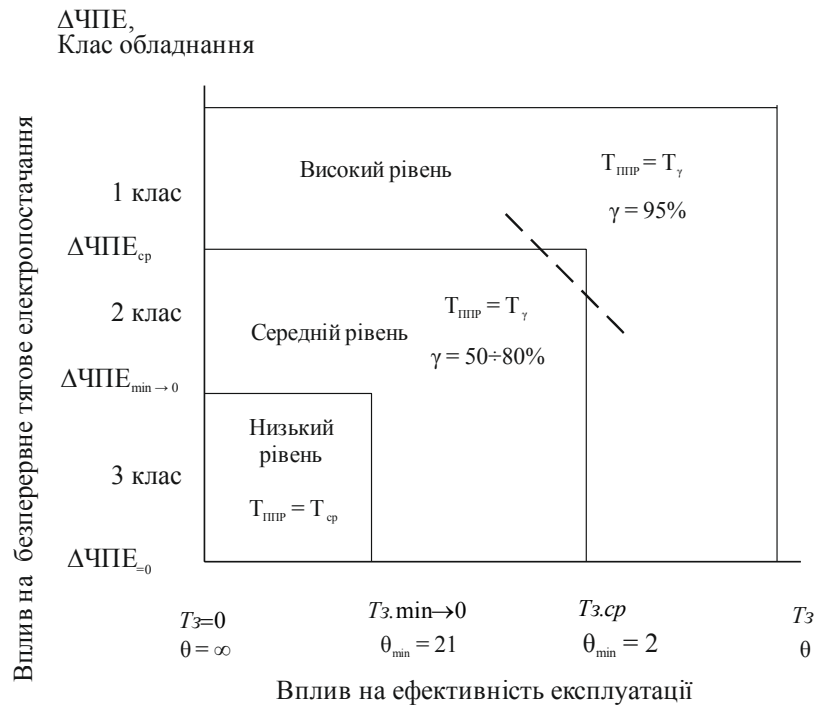


Рис. 6.14. Діаграма ранжування (рівні значущості) обладнання за його впливом на надійність та ефективність експлуатації електрообладнання ТП:

T_z – час затримки ЕРС; θ – коефіцієнт запасу позапланового ремонту.

Слід зазначити, що при наближенні знизу обох параметрів $\Delta\text{ЧПЕ}$ і T_z до граничних значень, обладнання слід консервативно віднести до більш високого рівня. Рішення про близькість параметрів до граничних значень приймається на підставі експертної оцінки. Область значень параметрів, при яких здійснюється додаткова експертна оцінка, наближено обмежена пунктирною лінією (див. рис. 6.14). Так, орієнтовні значення параметрів, при яких необхідний додатковий експертний аналіз, складуть

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta\text{ЧПЕ} > 0,5(\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}} - \Delta\text{ЧПЕ}_{\text{min}}) + \Delta\text{ЧПЕ}_{\text{min}} \\ T > 0,5(T_{\text{ср}} - T_{\text{min}}) + T_{\text{min}} \end{array} \right\}. \quad (6.15)$$

Межі низького рівня значущості вибираються таким чином, щоб обладнання, віднесене до цього рівня, можна було експлуатувати до відмови, при цьому орієнтовне планування ремонту (з метою підготовки ремонтного комплекту і персоналу) здійснювати за середнім наробітком до відмови $T_{\text{ПЗР}} = T_{\text{ср}}$.

Цим умовам може задовольняти обладнання 3-го класу рівня впливу на забезпечення безперервного тягового електропостачання з дуже незначним впливом на ЧПЕ і затримку поїздів

$$\Delta\text{ЧПЕ}_{\min} \rightarrow 0; T_{\min} \rightarrow 0. \quad (6.16)$$

Значення коефіцієнта запасу часу на проведення ремонту $\theta_{\max}$ може бути вибране за аналогією зі значенням довірчої ймовірності $Q = 0,95$ для обладнання, що впливає на безпеку (п. В.2 ДСТУ 3004) [201]. Тобто для обладнання, що впливає на забезпечення безперервного тягового електропостачання, допускається мати 5 %-ну невизначеність щодо оцінки відповідного показника, або за наявності 95 %-го запасу показник вважається оціненим з достатнім ступенем ймовірності.

Показник θ є за своєю суттю ймовірнісним, і 95 %-й запас відповідає величині 20-кратного запасу. У разі $t_{\text{доп}} = \bar{t}_{\text{рем}}$ запас часу на проведення ремонту відсутній, у випадку ж прийнятного 20-кратного запасу часу на проведення ремонту (з 95 %-м запасом) показник θ складе

$$\theta_{\max} = \frac{t_{\text{доп}}}{\bar{t}_{\text{рем}}} + \theta_{\text{запас}95\%} = 1 + \frac{1}{1-0,95} = 21, \quad (6.17)$$

де $\bar{t}_{\text{рем}}$ – середній час аварійного ремонту;

$t_{\text{доп}}$ – допустимий час ремонту без зниження надійності електропостачання.

Граничні значення $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$ і $T_{\text{ср}}$ не можуть мати фіксованих значень і пов'язані з конкретним видом обладнання і результатами ймовірнісного аналізу надійності електрообладнання ТП (для $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$) і досвідом проведення позапланових ремонтів обладнання (для $T_{\text{ср}}$). Для оцінки $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$ необхідно виконати оцінку значущості за Бірнбаумом [201] (інтервал зміни ризику) якомога більшої кількості електрообладнання ТП, віднесеного до класів 1-2.

Значущість за Бірнбаумом:

$$\Delta\text{ЧПЕ} = B = \text{ЧПЕ}(P = 1) - \text{ЧПЕ}(P = 0), \quad (6.18)$$

де $\text{ЧПЕ}(P=0)$, $\text{ЧПЕ}(P=1)$ – значення ЧПЕ за умови, що аналізований елемент (базова подія) має ймовірність відмови $P=0$ і $P=1$ відповідно.

Якщо обладнання представлено за результатами імовірнісного аналізу надійності електрообладнання ТП декількома незалежними базовими подіями (моделюючими поодинокі відмови) і відмовами за загальними причинами (ВЗП), то значущість за Бірнбаумом складе

$$\Delta\text{ЧПЕ} = B = \sum_{i=1}^{m=1} B_i^{\text{BC}} + \sum_{j=1}^{m=2} \frac{1}{n_j} B_j^{\text{ВЗП}}, \quad (6.19)$$

де B_i^{BC} – значущість за Бірнбаумом за одиничними базовими подіями, що моделює аналізоване обладнання;

$B_j^{\text{ВЗП}}$ – значущість за Бірнбаумом для ВЗП групи обладнання, у яку входить аналізоване обладнання;

m_1, m_2 – кількість одиничних базових подій і ВЗП, моделюючим аналізоване обладнання;

n_j – кількість елементів, що входять в j -ту групу ВЗП обладнання.

У результаті такої оцінки отримуємо два масиви даних (рис. 6.15):

- значення за Бірнбаумом для обладнання 1-го класу рівня впливу на забезпечення безперервного тягового електропостачання, що належить до високого рівня значущості

$$B_i^{\text{B1}}, i = 1, 2, \dots, N1; \quad (6.20)$$

- значення за Бірнбаумом для обладнання 2-го класу рівня впливу на забезпечення безперервного тягового електропостачання, що належить до середнього рівня значущості

$$B_i^{\text{cp2}}, i = 1, 2, \dots, N2. \quad (6.21)$$

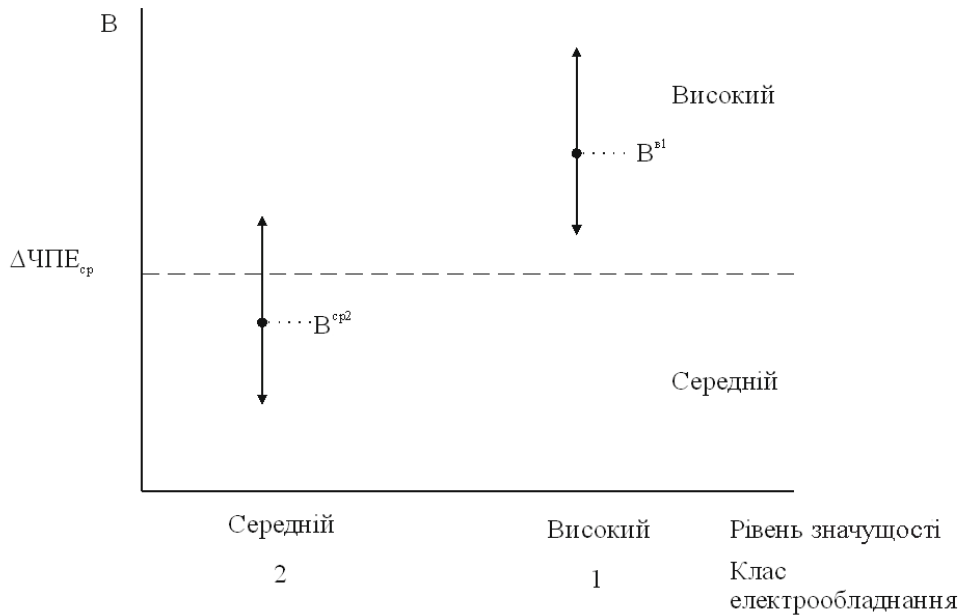


Рис. 6.15. Рівень значущості обладнання залежно від значущості за Бірнбаумом і класу електрообладнання

Проведення оцінки середніх значень за Бірнбаумом для кожного рівня значущості

$$\bar{B}^{B1} = \frac{1}{N1} \sum_{i=1}^{N1} B_i^{B1}; \bar{B}^{cp2} = \frac{1}{N2} \sum_{i=1}^{N2} B_i^{cp2} . \quad (6.22)$$

Граничне значення $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$ складе

$$\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}} = 0,5(\bar{B}^{B1} + \bar{B}^{cp2}) . \quad (6.23)$$

Оцінка граничного значення із затримки ЕРС $T_{\text{ср}}$ зводиться до оцінки середнього значення із затримки ЕРС, що виникла з причини відмов електрообладнання ТП

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_i , \quad (6.24)$$

де T_i – затримка ЕРС при проведенні i -го позапланового ремонту будь-якого електрообладнання ТП;
 N – кількість позапланових ремонтів.

Оцінка граничного значення коефіцієнта запасу часу на проведення ремонту $\theta_{\text{ср}}$ зводиться до формалізації твердження, що при перевищенні граничного значення $\theta_{\text{ср}}$ майже половина ремонтів призводить до перевищення допустимого часу ремонту (і, як наслідок, можлива затримка ЕРС). У середньому половина ремонтів призводить до перевищення допустимого часу ремонту. Коли середній час ремонту $t_{\text{рем}}$ дорівнює допустимому часу ремонту $t_{\text{доп}}$, тоді

$$\theta_{\text{ср}} = 1 + \frac{t_{\text{доп}}}{t_{\text{рем}}} = 2. \quad (6.25)$$

Розглянемо ранжування обладнання за впливом на затримку ЕРС та ефективність експлуатації електрообладнання ТП.

Віднесення того чи іншого обладнання до рівня значущості з точки зору впливу на затримку ЕРС та ефективність експлуатації електрообладнання ТП проводиться виходячи з таких умов (табл. 6.8).

Таблиця 6.8

Ранжування обладнання за впливом на затримку ЕРС та ефективність експлуатації електрообладнання ТП

Рівень значущості	ЧПЕ, клас електрообладнання	T, θ
Низький	$\Delta\text{ЧПЕ} \leq \Delta\text{ЧПЕ}_{\text{min}}$ i / або клас 3	$T \leq T_{\text{min}}$ i / або $\theta = 21$
Середній	$\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{min}} < \Delta\text{ЧПЕ} < \Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$ i / або клас 2	$T_{\text{min}} < T < T_{\text{ср}}$ i / або $1 < \theta < 21$
Високий	$\Delta\text{ЧПЕ} > \Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$ i / або клас 1	$T \geq T_{\text{ср}}$ i / або $\theta \leq 2$

Якщо елемент за такою класифікацією був віднесений до декількох рівнів значущості, то призначають більш високий.

Процедура планування ремонтів при введенні РФТС. Науково-методологічна частина процедури планування РФТС обладнання тягових підстанцій полягає в такому.

1. На підставі досвіду експлуатації, результатів ймовірнісного аналізу надійності ТП, класифікації устаткування за рівнем впливу на забезпечення безперервного тягового електропостачання, даних по затримці ЕРС визначають граничні значення $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{ср}}$, $\Delta\text{ЧПЕ}_{\text{min}}$, T_{min} , $T_{\text{ср}}$, $\gamma_{\text{ср}}$ діаграми ранжування елементів обладнання. Діаграма є спільною для всіх елементів однієї ТП.

2. Виділяється група однотипного обладнання, для якого необхідно проаналізувати введення стратегії РФТС (однотипність обладнання передбачає спільність конструкції, спільність умов експлуатації, однаковий рівень впливу на безпеку та ефективність експлуатації ТП та однаковий рівень відповідності ТС визначальним критеріям).

3. Для виділеної групи обладнання, за експлуатаційною статистикою про проведення позапланових ремонтів визначають тривалості даних ремонтів.

4. На підставі НТД отримують графік залежності затримки поїздів від тривалості позапланового ремонту обладнання.

5. На підставі моделей і результатів ймовірнісного аналізу надійності ТП отримують оцінки значущості за Бірнбаумом для базового обладнання.

6. Визначають числові значення ступеня впливу аналізованого обладнання на безпеку та ефективність експлуатації $\{\Delta\text{ЧПЕ}, T, \theta\}$.

7. Використовуючи діаграму ранжування за $\{\Delta\text{ЧПЕ}, T, \theta\}$ і класу впливу обладнання ТП на затримку ЕРС, визначають рівень значущості обладнання та відповідне значення гамма-відсоткового запасу γ гамма-відсоткового напрацювання до відмови (для обладнання низького рівня значущості оцінка виконується за середнім напрацюванням до відмови).

8. На підставі досвіду експлуатації, експертних оцінок фахівців, що експлуатують обладнання, та переліку числових параметрів, які змінюються в процесі проведення планових КР, ПР обладнання, ідентифікують: визначальні характеристики ТС обладнання; поточні значення визначальних характеристик ТС обладнання.

9. Використовуючи фізико-статистичні методи, визначають інтервал часу досягнення визначальними параметрами ТС їх гранично допустимих значень.

10. Визначають інтервал часу до проведення найближчого планового ремонту обладнання ТП.

Планування наступного планового ремонту обладнання проводиться після підтвердження його працездатного стану і проведення оцінки визначальних характеристик його технічного стану.

Етапи переходу до стратегії ремонтів за фактичним технічним станом. *Поетапний перехід від планових ремонтів обладнання ТП до стратегії РФТС повинен здійснюватися в такому порядку:*

- виконання робіт підготовчого (аналітичного) етапу;
- обґрунтування методів діагностики та розробка методик, їх експериментального напрацювання відносно вимірюваних параметрів і характеристик технічного стану обладнання;
- організація моніторингу числових значень контрольованих параметрів;
- розробка робочих програм і нормативної бази до поетапного переходу від ПЗР до стратегії РФТС.

Зазначені роботи можуть виконуватися незалежно одна від другої, а терміни та умови їх проведення повинні бути регламентовані відповідними робочими програмами та/або НТД.

Під час підготовчого етапу переходу на РФТС відповідно до чинних НТД та рішень регулюючих органів повинні бути вирішені такі завдання:

- визначення та аналіз існуючого положення з ремонту на пілотних ТП електрифікованих залізниць України;
- визначення черговості переходу на стратегію РФТС виходячи:
 - з виду (типу, підвиду) обладнання;
 - конструктивного різновиду обладнання;
 - вимог до експлуатаційної надійності, включаючи вивчення звітів за результатами ймовірнісного аналізу надійності електрообладнання ТП в частині визначення значущості обладнання;
- визначення значущості обладнання з позиції безперервного забезпечення тягового електропостачання залізниць;
- вимог щодо надійності обладнання й критичності можливих відмов.

Аналіз існуючого положення з ремонту включає проведення дослідження:

- НТД на ремонт; інформації про раніше виконані ремонти, їх частоти (за однаковими видами, типами, конструктивним різновидам, робочим параметрам), наслідки ремонту; висновків про введення в експлуатацію відремонтованих виробів;
- існуючої практики (або її відсутності) планування ремонтів за стратегією РФТС;

- конструкторської та експлуатаційної документації;
- виявлених відмов, дефектів, несправностей основного силового електрообладнання ТП;
- застосовуваних методів діагностики.

За результатами аналізу повинні бути вирішені такі завдання:

- складаються переліки за видами, типами, конструктивними різновидами, робочими параметрами обладнання;
- для зазначеного обладнання виконується оцінка розподілу тривалості позапланового ремонту та впливу обладнання на безпеку та ефективність експлуатації, встановлюються визначальні параметри ТС, проводиться прогнозування поведінки значень визначальних параметрів ТС та оцінка інтервалу до найближчого планового ремонту.

На підставі певних інтервалів до найближчого планового ремонту обладнання коригується номенклатура робіт в ППР тягової підстанції.

Концепція проведення робіт на підготовчому етапі, а також порядок і послідовність поступового переходу на стратегію РФТС повинні бути викладені в типовій (загальні вимоги для кожного виду/типу обладнання) і робочій (для кожного типу обладнання) програмах.

Так, методика РФТС може бути використана при призначенні планової періодичності ремонтів у рамках програми управління залишковим ресурсом (старінням) обладнання тощо.

Управління залишковим ресурсом (ЗР) обладнання/систем доцільно реалізовувати в рамках комплексних експлуатаційних програм (програма управління старінням (ПУС), які повинні включати такі основні етапи:

- оцінка ТС і ЗР;
- розробка переліків-класифікаторів елементів, які підлягають управлінню старінням (у тому числі ранжування за впливом на показники надійності);
- розробка та впровадження компенсуючих заходів процесів старіння;
- розробка та впровадження моніторингу процесів старіння;
- створення ефективної інформаційної системи управління старінням.

Концепція управління старінням полягає в такому:

- безперервна або періодична оцінка ТС, у тому числі оцінка відповідності визначальних параметрів встановленим критеріям працездатності/надійності і ЗР;

– визначення домінуючих механізмів старіння внаслідок деградації і зносу;

– обґрунтування та впровадження організаційно-технічних заходів щодо усунення або послаблення впливу домінуючих механізмів старіння, модернізація та/або своєчасна заміна елементів, найбільш схильних до деградації і зносу.

Концепції переходу на РФТС і управління старінням взаємопов'язані й тому повинні реалізовуватися спільно, доповнювати й коригувати одна одну за такими основними факторами:

1. Обидві концепції мають спільні заходи щодо оцінок ТС, визначальних параметрів і критеріїв працездатності/надійності, залишкового ресурсу, домінуючих механізмів деградації/зносу, експлуатаційного контролю й ін.

2. Концепція переходу на РФТС спрямована в основному на обґрунтування можливості скорочення планових ремонтів і випробувань, а концепція управління старінням передбачає необхідність проведення з достатньою періодичністю планових ремонтів і випробувань, що визначає необхідність їх узгодження та оптимізації.

Одним з напрямків реалізації концепції управління старінням є оптимізація планування ремонтів (у тому числі, на основі переходу на РФТС).

Основними результатами оптимізації планування організації та проведення ремонтів є модернізація технології ремонту та оптимізація графіків проведення всього комплексу ремонтних робіт і гранично допустима мінімізація тривалості критичних шляхів ремонту, які визначають фактичну загальну тривалість планового ремонту.

Модернізація технології ремонту включає в себе, в першу чергу, модернізацію технічних засобів ремонтного обслуговування і контролю, у тому числі автоматизовані інформаційні системи управління (АІСУ) ТО і Р. АІСУ ТО і Р є взаємопов'язаним комплексом технічних і програмних засобів з необхідним набором датчиків і пристроїв, пов'язаних з ЕОМ. Програмне забезпечення реалізується на основі сучасних SCADA-систем, які забезпечують живучість АІСУ ТО і Р при роботі в реальному часі. АІСУ ТО і Р призначена для контролю за режимами роботи електротехнічного устаткування та для визначення за розробленими алгоритмами значень параметрів і критеріїв працездатності/надійності, залишкового ресурсу, механізмів деградації/зносу, експлуатаційного контролю обладнання системи тягового електропостачання залізниць.

Методологія автоматизації системи ТО і Р та діагностування основного силового обладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць

7.1. Обґрунтування необхідності автоматизації робіт з ремонту й технічного обслуговування основного силового обладнання ТП

Підтримка необхідного ступеня надійності обладнання в процесі його експлуатації забезпечується системою технічного обслуговування і ремонтів. Традиційно ця система базується на періодичному проведенні планових профілактичних робіт і є системою обслуговування за часом напрацювання. Згідно з [202], на частку технічного обслуговування і ремонту, за різними оцінками, припадає від 20 до 40 % загальної вартості продукції. Відповідно для пристроїв електрообладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць така система не оптимальна, бо призводить до невиправданих відключень працездатного обладнання. Великі резерви підвищення ефективності експлуатації силового електрообладнання ТП закладено в переході на технічне обслуговування за реальною потребою. Утримання технічних засобів ТП на високому рівні експлуатаційної надійності, що забезпечує безпеку руху поїздів і високу ефективність процесу перевезень, неможливе без об'єктивної інформації про їх фактичний технічний стан.

Головним напрямком вирішення вищерозглянутої проблеми є: створення АІСУ ТО і Р та безперервного контролю й оцінки технічного стану силового електрообладнання тягової підстанції.

На сьогодні багато виробничих процесів автоматизуються з використанням спеціалізованих програмно-інформаційних систем.

Можливі кілька підходів до автоматизації ТО і Р, моніторингу та діагностування:

- система класу ERP (Enterprise Resource Planning, планування ресурсів підприємства);
- система EAM (Enterprise Asset Management, управління основними фондами підприємства);
- система класу CMMS (Computerized Maintenance Management System, комп'ютеризована система управління технічним обслуговуванням).

Зрештою, об'єктом автоматизації є процес технічного обслуговування та ремонтів обладнання, у якому в різній мірі беруть участь служби підприємства та зовнішніх організацій, що забезпечують підготовку та проведення робіт з ТО і Р.

Як джерела інформації для побудови систем автоматизації ТО і Р використовуємо матеріали таких аналітичних агентств, як *Gartner*, *ATKearney*, *ARC Advisory Group*, *SMRP* [202, 205]. Вони показують, що для вирішення поставленої проблеми необхідно сформулювати такі завдання:

- 1) дослідження оцінок ефективності застосування систем ТО і Р;
- 2) виділення критеріїв оцінки ефективності застосування систем ТО і Р;
- 3) узагальнення оцінок за критеріями ефективності впровадження систем ТО і Р.

Предметною областю дослідження розглянутої проблеми приймемо клас EAM/CMMS систем автоматизації ТО і Р. Згідно з методологією цих систем для визначення досяжності стратегічних цілей організації використовують систему оцінки з ключовими показниками ефективності КПЕ (KPI, Key Performance Indicators). Система КПЕ для ТО і Р устаткування дозволяє оцінити ефективність процесів планування ремонтів та їх виконання, статистику несправностей обладнання, ефективність використання устаткування, ефективність діяльності ремонтних підрозділів підприємства, і, згідно з [203], містить такі групи системи показників:

1. Система КПЕ з ефективності використання обладнання;
2. Система КПЕ з ефективності процесів ремонту й технічного обслуговування:
 - зведена система КПЕ ефективності використання обладнання;
 - система КПЕ використання парку наявного обладнання;

- система фінансових КПЕ;
- система КПЕ з персоналу ремонтних служб;
- система КПЕ ефективності системи управління ремонтами;
- система КПЕ якості планування і виконання ремонтів;
- система КПЕ якості системи аудиту.

Згідно з [204], впроваджуючи системи управління основними виробничими фондами, можна досягти таких результатів, як:

- зниження кількості аварій або зниження часу усунення їх наслідків;
- зниження непродуктивних витрат людських ресурсів і матеріально-технічних ресурсів (МТР);
- підвищення обґрунтованості оцінок вартості ремонтних робіт;
- планування робіт на різних рівнях прийняття рішень;
- підвищення ефективності роботи складів і системи постачання;
- підвищення інформованості про стан поставок МТР;
- формування бази знань про обладнання.

Згідно з дослідженням [205], окупність систем ТО і Р зазвичай досягається в середньому менш ніж за 2 роки. Середній час окупності продуктів класу ЕАМ складає 6-18 місяців. Також відзначаються такі вигоди, які отримують підприємства від впровадження систем управління виробничими фондами:

- збільшення терміну служби обладнання;
- підвищення продуктивності праці ремонтних служб;
- збільшення продуктивності обладнання;
- більш оперативне виконання відновлювальних ремонтів;
- скорочення надлишків складських запасів;
- скорочення незапланованих простоїв;
- збільшення коефіцієнта готовності (часу справності);
- зменшення кількості поломок і простоїв.

Aberdeen Group вказує ще на кілька потенційних переваг [206]:

- підвищення віддачі від наявних у компанії основних фондів;
- більш ефективне бюджетування ремонтів;
- підвищення прибутковості організації.

Результативне впровадження систем цього класу дозволяє підприємству знизити витрати на підтримку парку устаткування в працездатному стані за рахунок:

- правильної організації ремонтів;
- створення ефективної системи управління запасами й системи постачання;

- повного контролю витрат на технічне обслуговування та ремонт;
- інших заходів, застосування яких на західних підприємствах давно стало елементом управлінської культури.

Типовим є скорочення на 20 % і більше витрат на ремонтні роботи. Для великих підприємств економія може обчислюватися мільйонами доларів.

Що стосується кількісних оцінок, то згідно з дослідженнями консалтингової групи *AT Kearney* [207], вивчені випадки впровадження автоматизованих систем ТО і Р характеризувалися отриманням таких середніх результатів:

- підвищення продуктивності робіт з ТО і Р на 29 %;
- підвищення коефіцієнта готовності на 17 %;
- скорочення складських запасів на 21 %;
- зменшення випадків браку запасів на 29 %;
- збільшення частки планових ремонтів на 78 %;
- скорочення аварійних робіт на 31 %;
- скорочення понаднормових робіт на 22 %;
- скорочення часу очікування запчастин на 29 %;
- скорочення термінових закупівель товарно-матеріальних цінностей (ТМЦ) на 29 %;
- більш вигідні ціни на закуповувані ТМЦ на 18 %.

Згідно з оцінками [208], від систем ТО і Р можна чекати таких результатів:

- підвищення безпеки на 20-50 %;
- підвищення продуктивності робіт з ТО і Р на 40-55 %;
- скорочення тривалості ремонту на 20 - 50 %;
- зменшення капітальних витрат (замін) на 50-90 %;
- скорочення страхових запасів ТМЦ на 50-90 %;
- скорочення витрат на експлуатацію на 10-40 %;
- скорочення непланових простоїв устаткування на 30-40 %.

Узагальнивши інформацію різних дослідників, можна констатувати, що основними показниками функціонування системи ТО і Р мають бути:

1. Поліпшення КПЕ роботи ремонтних служб.

1.1. Зниження кількості аварій або зниження часу усунення їх наслідків.

1.2. Підвищення продуктивності праці ремонтних служб.

1.3. Більш оперативне виконання відновних ремонтів.

- 1.4. Скорочення незапланованих простоїв.
- 1.5. Планування робіт на різних рівнях прийняття рішень.
- 1.6. Раціональна організація ремонтів.
- 2. Поліпшення КПЕ роботи інших допоміжних служб.
 - 2.1. Створення ефективної системи управління запасами.
 - 2.2. Підвищення ефективності роботи системи постачання.
- 3. Поліпшення КПЕ економічних показників.
 - 3.1. Поліпшення КПЕ використання обладнання.
 - 3.1.1. Підвищення прибутковості компанії.
 - 3.1.2. Зниження вартості володіння.
 - 3.1.3. Підвищення віддачі від наявних у компанії основних фондів.
 - 3.1.4. Збільшення коефіцієнта готовності (часу справності).
 - 3.1.5. Збільшення продуктивності устаткування.
 - 3.1.6. Збільшення терміну служби обладнання.
 - 3.2. Поліпшення КПЕ бюджетування та витрат:
 - 3.2.1. Більш ефективне бюджетування ремонтів.
 - 3.2.2. Скорочення надлишків складських запасів.
 - 3.2.3. Зниження непродуктивних витрат людських ресурсів і МТР.
- 4. Підвищення КПЕ ступеня інформованості для прийняття рішень.
 - 4.1. Контроль витрат на технічне обслуговування та ремонт.
 - 4.2. Формування бази знань про обладнання.
 - 4.3. Відстеження історії обладнання.
 - 4.4. Підвищення обґрунтованості оцінок вартості ремонтних робіт.
 - 4.5. Підвищення інформованості про стан поставок МТР.

Склад показників ефективності ТО і Р може бути розширений емпіричним шляхом.

Отримані результати дозволяють проводити економічне обґрунтування робіт з автоматизації ТО і Р. Як перспективи подальшого розвитку отримані результати будуть розвинені в методику оцінки економічної ефективності впровадження ТО і Р, що, в остаточному підсумку, дозволить інтенсифікувати розробку і впровадження систем автоматизованої підтримки процесів ТО і Р силового електрообладнання ТП СТЕ залізниць України.

7.2. Аналіз функціональності сучасних АСУ технологічних процесів

У системах управління складних технічних об'єктів, у тому числі тягових підстанцій СТЕ, на процеси паралельно впливають десятки (іноді й сотні) різних суб'єктів управління (пристрої, канали, структури), що мають різну природу, місце розташування та інструменти впливу на процеси. При цьому використовуються, в основному, всього три прийоми (схеми) управління, які в системотехніці прийнято називати видами управління.

Управління параметрами процесів (фазове, координатне). Управління в контурах автоматичного регулювання (регулювання рівня, температури, тиску, витрати та ін.). У складі АСУТП ці контури управління реалізуються численними регуляторами на нижньому рівні (датчики, універсальні комплекси технічного діагностування, контрольно-вимірювальні прилади і автоматика, програмний контролер тощо).

Управління структурою (конфігурацією) об'єкта – цілеспрямована зміна складу активних елементів об'єкта і зв'язків між ними і, тим самим, управління структурою потоків з метою переходу в якісно новий стан об'єкта. Управління конфігурацією використовується при пусках і зупинках об'єкта, при маневруванні потужністю (продуктивністю), профілактиці, технічному обслуговуванні, ремонтах, реконструкції. Це управління реалізується в контурі оперативного управління АСУТП в основному засобами дистанційного управління (ДУ) і (або) персоналом (обхідниками) для неелектрифікованих об'єктів. Конфігурація потоків змінюється і засобами автоматичного захисту.

Управління технічним станом застосовується з метою забезпечення працездатності об'єкта та самої системи управління. Воно реалізується в контурі неоперативного управління і по суті є супервізорним. Управління технічним станом ініціюється і планується технологіями, адміністративним персоналом, плановими службами та здійснюється інженерними службами і ремонтними підрозділами.

Розглянемо, як різні засоби АСУТП беруть участь у вирішенні завдань управління технологічними процесами і станом обладнання.

Під каналом управління розуміється сукупність апаратних, програмних, організаційних та інших компонентів, що беруть участь у виконанні якої-небудь функції (завдання) управління.

Можна виділити такі канали управління (рис. 7.1):

- *автоматичний контур*: канали вимірювання та управління (нижній рівень АСУТП, включаючи регулятори, блокування і т. д.) Тут в основному вирішуються завдання управління фазовими координатами процесів;
- *операторський контур*: канали, що включають в себе оператора, компоненти верхнього та нижнього рівнів АСУТП. Тут вирішуються завдання управління параметрами (режимами) установок та окремих приводів і управління конфігурацією об'єкта (структурою процесів);
- *супервізорний контур*. Тут вирішуються завдання розробки рекомендацій з управління параметрами (режимами) установок на основі аналізу ситуації (ходу процесу) технологом, управління фахівців технічним станом технологічного обладнання (організація профілактики, ремонту, модернізація і т. ін.) і визначення цілей (завдань) зміни структури об'єкта засобами операторського контуру.

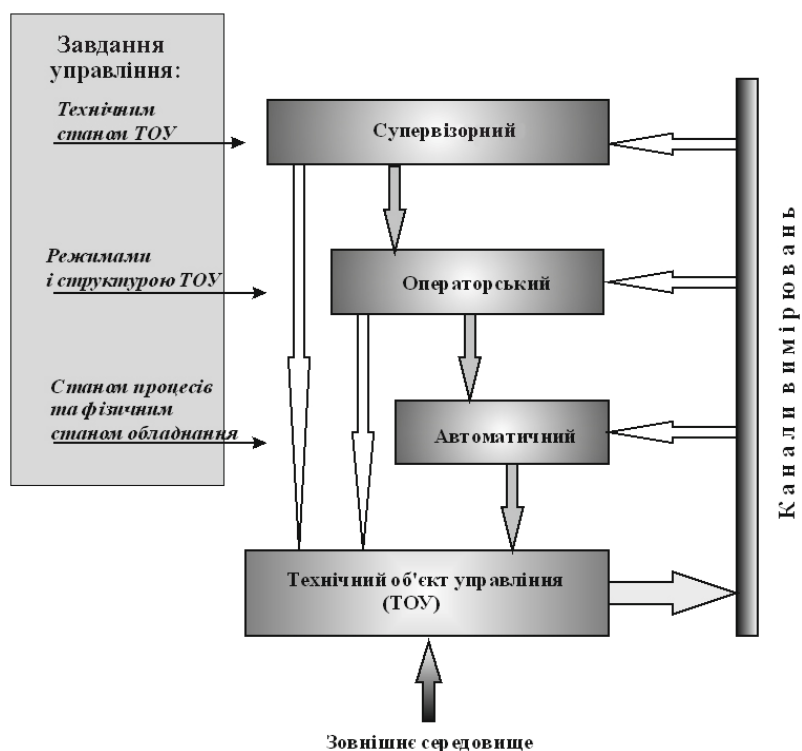


Рис. 7.1. Канали управління технологією

Управління у людино-машинній системі, якою є АСУТП, будується за такою схемою.

Крок 1. Оцінка ситуації і визначення неузгодженості між поточним і потрібним станами об'єкта.

Крок 2. Оцінка неузгодженості. Якщо неузгодженість в межах норми, то перехід до *кроку 1*, інакше *крок 3*.

Крок. 3. Визначення реально досяжного стану, найбільш близького до вихідного.

Крок 4. Визначення послідовності керуючих впливів на виконавчі механізми, що переводять об'єкт з одного стану в інший.

У цій схемі принциповими є два моменти: вибір параметрів для визначення стану системи (об'єкта) та забезпечення переходу з одного стану в інший шляхом видачі оператором послідовності команд – впливів на виконавчі механізми або запуску процесів, що здійснюють цей перехід.

У табл. 7.1 вказані засоби, що застосовуються в кожному з каналів для управління за традиційною схемою.

Схема управління передбачає роботу диспетчера з двома БД – формальною, яка підтримується SCADA-системою, і НФБД, відображеною в знаннях персоналу та посадових інструкціях. У НФДБ також акумулюється досвід персоналу з виконання завдань управління для перетворення процесів, оцінки стану матеріальних «носіїв» процесів – трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, двигунів тощо. Нею користується і адміністративний персонал при складанні заявок на профілактику та ремонт обладнання.

Таким чином, НФБД є фактично основною в діяльності оперативного персоналу, а також більш інформативною. Вона містяться поза АСУТП і тому недоступна вищим інформаційним системам, які б глибокі й прогресивні системи комунікацій ми не залучали для інтеграції цих систем. Фактично оперативність і точність вирішення завдань управління структурою процесів залежить від суб'єктивного чинника, внаслідок чого виникають численні втрати в технології.

Звідси можна зробити висновок: традиційні SCADA-системи, хоча і мають багато засобів для ведення БД параметрів і їх візуалізації, незадовільні з точки зору зниження навантаження на оперативний персонал, акумуляції «умінь», генерації вихідних даних для АСУ вищих рівнів.

Для з'ясування «точок зростання» функціональності АСУТП проведемо якісний аналіз співвідношення завдань АСУТП і оснащеності каналів управління засобами АСУТП.

Наведена табл. 7.1 відображає схему виконання завдань каналів, а ефективність АСУТП визначається ступенем (рівнем) її участі у виконанні цих завдань.

Таблиця 7.1

**Засоби АСУТП, які застосовані в різних каналах для управління
за традиційною схемою**

Етапи	Канали		
	Автоматичний	Операторський	Супервізорний
Збір даних	Датчики, вимірний тракт	Датчики, вимірний тракт. Візуальний огляд обладнання	Датчики, вимірний тракт. Візуальний огляд обладнання
Аналіз даних	Формування відхилення, «власні» дані, «суміжні» агрегати	Регламент, формування ініціювання події	Тренди параметрів, звіти. Неформальна база даних (НФБД). Формування ініціювання події
Прийняття рішення	Регулятори, датчики інформації (параметрів)	Оператор, технолог, НФБД. Мнемосхема, регламент, тренди параметрів	Процедури підготовки рішення (рекомендацій) з управління параметрами (режимами) обладнання
Виконання	Автоматичні пристрої	Операції (ДУ або «ручні») налаштування обраної структури Зміна параметрів регуляторів. Зміна характеристик агрегатів	Відновлення технічного стану (ресурсу) обладнання

Завдання каналу керування фазовими координатами процесів (напругою, струмом, тиском, температурою і т. ін.) вирішуються на основі принципу управління зі зворотним зв'язком за відхиленням з використанням добре вивчених континуальних моделей динаміки процесу і виконуються автоматично навіть у найпростіших системах. Можливості автоматизації тут ще повністю не вичерпані.

Завдання операторського і супервізорного каналів, особливо управління конфігурацією та технічним станом, по суті, є завданнями управління структурою процесів. Формування структури та її зміни (реконфігурації) описують як послідовність робіт над фрагментами, що мають деякий цілком визначений технологічний зміст (технологічну функцію). Ці завдання управління слабо формалізовані і в системі управління лише частково представляються подіями, параметрами і командами. Основні етапи виконання таких завдань закріплюються в регламенті, посадових інструкціях і діях персоналу, який під час їх виконання використовує графічні моделі – мнемосхеми і засоби дистанційного управління обладнанням. Як видно з табл. 7.1, основні засоби АСУТП, застосовані в різних каналах для управління за традиційною схемою, це мнемосхеми і тренди параметрів. Оскільки це графічні моделі, то вони доступні тільки для візуального аналізу персоналом. Таким чином, основні інструменти аналізу – НФБД і регламенти – містяться, як уже зазначалося, поза АСУТП.

Сформулюємо основні проблеми, що часто трапляються при створенні інтегрованих систем автоматизації.

1) труднощі оперативного персоналу в реалізації традиційної схеми управління у зв'язку з необхідністю постійного переходу від формальної БД (за параметрами, хоча і візуалізованими) до потоків НФБД і, особливо, до реалізації процедур управління виконавчими механізмами і перетворення структури процесів за допомогою неформалізованих (або слабоформалізованих) процедур;

2) інтеграція в складі дистанцій електропостачання залізниць вимагає «прозорості» не тільки за даними (значенням параметрів), але й за технологічними процесами – яким шляхом були досягнуті ці значення і що буде з ними через деякий проміжок часу;

3) послідовність дій оперативного персоналу з організації складних технологічних процесів – процедури управління ініціалізацією ТП, підтримання регламентних параметрів виконання ТП і їх оптимізація містяться поза системою АСУТП. Також не відбувається накопичення знань;

4) управління якістю вимагає ведення архіву АСУТП не тільки за параметрами, але й за процедурами, які використані в організації ТП.

Можна зробити висновок, що вирішення перерахованих проблем призводить до необхідності дослідження нових принципів (пропозицій нових ідей), а також розробки сучасних ефективних стратегій

і механізмів організації систем управління технологічними процесами ТО і Р та методології діагностики обладнання тягових підстанцій СТЕ залізниць.

7.3. Модель підвищення ефективності виконання робіт з технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій

Важлива умова успішності управління – це вибір системи показників для системи ТО і Р конкретного підприємства. Система показників повинна орієнтуватися, з одного боку, на цілі, які стоять перед підприємством, з іншого – на досягнутий рівень управління та автоматизації. Крім того, необхідно мати досить ефективні засоби моніторингу та діагностування, що дозволяють аналізувати дерево показників – від підприємства до підрозділу і окремої ділянки, від технологічної системи або агрегату до окремого обладнання, від загальних показників до більш часткових (аж до мікро об'єктів), з яких цей показник складається. Такий підхід дозволить зрозуміти, яка зі складових робить найбільший внесок у підсумковий показник, і, тим самим, вибрати необхідний ефективний керуючий вплив. Крім того, для низки показників бажано призначити допустимі межі. «Управління за відхиленнями» дозволить зосередитися на показниках, що виходять за ці межі.

При цьому, згідно з [209], джерелом ефективності експлуатації обладнання є напрацювання. Процес формування напрацювання обладнання, як результату і джерела ефективності діяльності ТО і Р, визначається періодами часу перебування обладнання в різних технічних станах в умовах експлуатації (рис. 7.2), варіювання поєднанням яких (рис. 7.3) дозволяє вивести показники використання обладнання (табл. 7.2).

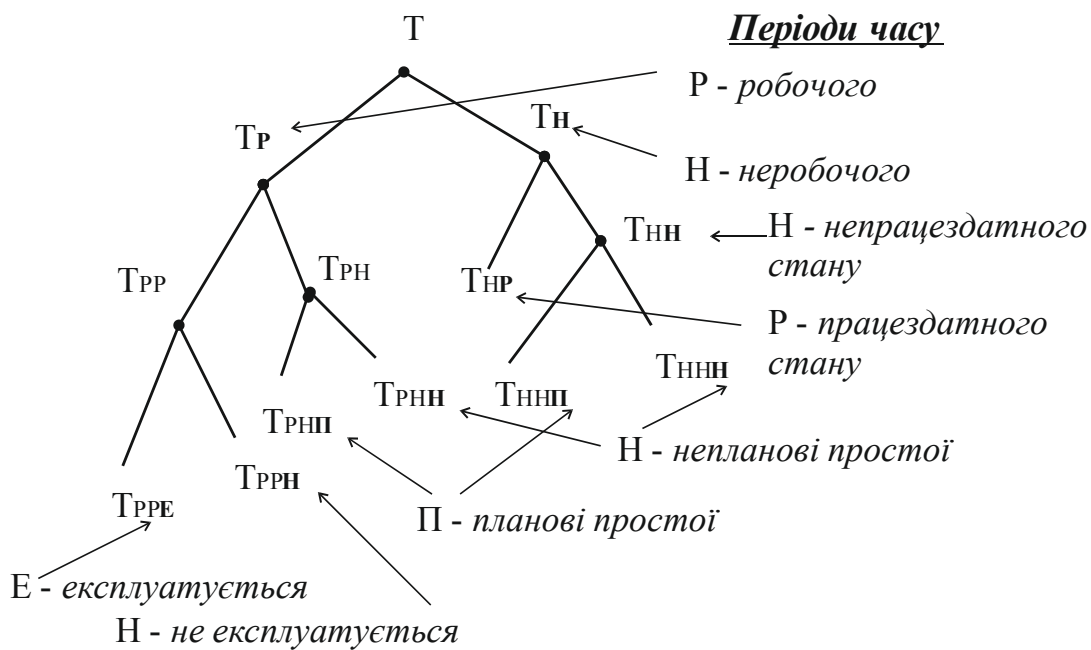


Рис. 7.2. Граф можливих станів обладнання в процесі експлуатації

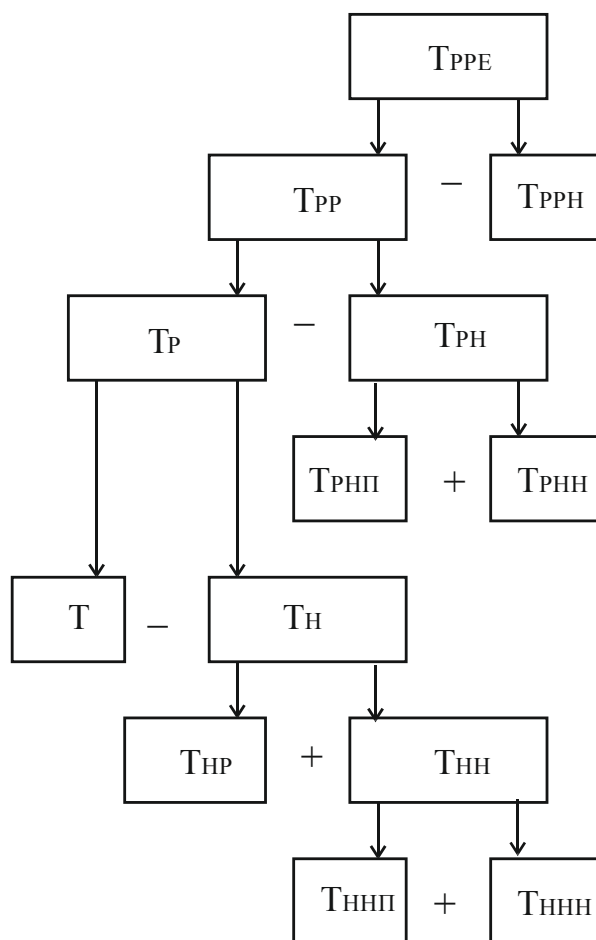


Рис. 7.3. Варіювання поєднанням станів обладнання в процесі експлуатації

Показники використання обладнання

Формула	Найменування коефіцієнта
$K_{3M}(t) = \frac{T_{PPE}(t)}{T_{P3} \cdot D_{PIK}}$ T_{P3} – тривалість робочої зміни, години; D_{PIK} – кількість днів у році; (t) – залежність показників від терміну служби обладнання	Змінності
$K_{BPP} = \frac{T_{PPE}}{T_{PP}(t)}$	Використання працездатного обладнання
$K_{TB}(t) = \frac{T_{PP}(t)}{T_{PP}(t) + T_{PHH}(t) + T_{PHI}(t)}$	Технічного використання
$K_{BPЧ}(t) = \frac{T_{PPE}}{T_P(t)}$	Використання робочого часу обладнання
$K_{Г}(t) = \frac{T_{PP}(t)}{T_{PP}(t) + T_{PHH}(t)}$	Готовності
$K_{PPH}(t) = \frac{T_{PPH}(t)}{T_P}$	Простоїв у непланових ТО і Р у робочий час
$K_K = \frac{T_P}{T}$	Використання календарного часу
$K_{HH}(t) = \frac{T_{HH}(t)}{T_{PH}(t) + T_{HH}(t)}$	Використання неробочого часу для проведення ТО і Р
$K_{HHH}(t) = \frac{T_{HHH}(t)}{T_{PHH}(t) + T_{HHH}(t)}$	Простоїв у непланових ТО і Р в неробочий час
$K_{HHI}(t) = \frac{T_{HHI}(t)}{T_{PHI}(t) + T_{HHI}(t)}$	Простоїв у планових ТО і Р в неробочий час

Згідно з [210], найбільш важливим етапом життєвого циклу обладнання є етап експлуатації. Експлуатаційні властивості обладнання з позиції його функціонування та обслуговування характеризують показники використання устаткування (табл. 7.2).

Система коефіцієнтів використання устаткування характеризує:

- надійність обладнання через комплексні показники надійності – коефіцієнти готовності $K_{\Gamma}(t)$ і технічного використання $K_{ТВ}(t)$;
- роботу ремонтної служби коефіцієнтами: простоїв у непланових ТО і Р в робочий час – $K_{РРН}(t)$, простоїв у непланових ТО і Р в неробочий час – $K_{ННН}(t)$, простоїв у планових ТО і Р в неробочий час – $K_{ННП}(t)$, використання неробочого часу для проведення ТО і Р – $K_{НН}(t)$;
- роботу комерційної служби через коефіцієнт використання працездатного обладнання $K_{ВРР}$.

Динаміка технічного стану обладнання як функція терміну служби характеризується зміною коефіцієнтів готовності й технічного використання у міру старіння силового електрообладнання ТП СТЕ. Ці коефіцієнти характеризують і якість роботи системи ТО і Р, завдання якої мінімізувати тривалість періоду перебування техніки в несправному стані, $[T_{РНН}(t) + T_{РНП}(t)] \rightarrow \min$.

Останні три показники використання обладнання (див. табл. 7.2) характеризують використання неробочого часу обладнання для відновлення його працездатності, що досить важливо. При цьому показники використання робочого часу помітно покращуються.

Пропонована модель системи показників дозволяє оцінювати технічний стан обладнання і, в остаточному підсумку, ефективність роботи ремонтної служби підприємства та ефективність управління технічним обслуговуванням і ремонтом устаткування ТП СТЕ електрифікованих залізниць.

7. 4. Управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання тягових підстанцій СТЕ

Тягова підстанція і встановлене на ній обладнання як об'єкт автоматизації характеризуються низкою ознак:

- високими вимогами до надійності (ймовірності безвідмовної роботи, терміну служби, коефіцієнта готовності, потоку помилкових спрацьовувань, часу відновлення);
- територіальною та функціональною розосередженістю;

- дуже широким діапазоном зміни температури навколишнього середовища, що досягає 95 °С;
- високим рівнем електромагнітних завад;
- широкою номенклатурою контрольованих параметрів, у тому числі електричних (струмів, напруг, потужностей), механічних переміщень і вібрацій, температур, тисків і витрат рідин і газів, хімічного складу газів та ін.;
- наявністю різних підсистем АСУ технологічних процесів тягових підстанцій (ТП), оптимальну взаємодію між якими до теперішнього часу не збудовано.

Очевидно, що з причин економічного характеру, процес заміни застарілого обладнання на сучасне, що відповідає вимогам роботи підстанцій у повністю автоматизованому режимі (з можливістю дистанційного керування), займе тривалий час. Можливим рішенням на цей час є часткова модернізація і заміна окремого обладнання, без застосування якого створення автоматизованих, а тим більше необслуговуваних ТП, стає просто неможливим.

У процесі розробки технічних вимог до підсистем управління ТО і Р, моніторингу та діагностики основного і допоміжного обладнання ТП доцільно ще раз повернутися до структурного розбиття на підсистеми засобів автоматизації енергооб'єктів ТП. Зокрема, для керування устаткуванням підстанцій (трансформатори і автотрансформатори, перетворювачі, комутаційні апарати та ін.) підсистеми ТО і Р, моніторингу та автоматичного управління повинні виконуватися як єдиний інформаційно-керуючий діагностичний технічний комплекс ТО і Р. Для електротехнічного обладнання, що поставляється на побудову нових ТП або реконструйованих, ця вимога є безумовною. Дійсно, поєднання функцій управління і контролю стану обладнання дозволяє:

- виключити дублювання первинних датчиків і вторинних перетворювачів для прийому вхідної інформації, необхідної як для управління, так і для контролю стану апаратів. Прикладом можуть служити датчики тиску і температури елегазу у вимикачах, датчики струмів електродвигунів маслонасосів і вентиляторів систем охолодження, температури масла РПН і трансформаторів, стану вентилів, температури охолодної рідини, справності системи управління для статичних джерел реактивної потужності та ін., однаково необхідні для успішного функціонування систем моніторингу та автоматичного управ-

ління. Впровадження діагностичного технічного комплексу ТО і Р, об'єднуючого функції управління технологічними процесами обслуговування і ремонту, моніторингу та діагностики стану обладнання, забезпечить істотну економію інвестиційних витрат за рахунок зменшення номенклатури та кількості пристроїв вторинної комутації;

- істотно підвищити надійність і якість управління обладнанням за рахунок організації on-line контролю виконання кожної команди. Якість автоматичного регулювання та керування підвищується за рахунок можливості формувати або блокувати неприпустимі дії на виконавчі органи апарату з урахуванням результатів безперервного контролю його стану.

Поєднання функцій безперервного контролю та автоматичного управління вже давно і широко використовується при автоматизації технічних об'єктів з підвищеними вимогами до надійності.

При оснащенні обладнання підсистемами управління, моніторингу та діагностики економічно доцільно розглядати як об'єкт автоматизації підстанцію в цілому. При цьому питомі витрати на один інформаційний сигнал будуть мінімальні. Водночас, з урахуванням обмежених технічних і фінансових можливостей на ряді ТП електрифікованих залізниць цілком виправданим буде підхід, при якому підсистеми управління та моніторингу будуть спочатку встановлюватися на найбільш дорогому і відповідальному обладнанні.

7.4.1. Реалізація локальної системи автоматизації процесів технічного обслуговування та ремонту обладнання ТП СТЕ

На сьогодні на дистанціях електропостачання склалася тенденція, коли в процесах сервісного обслуговування обладнання ТП відсутнє накопичення статистичної інформації про результати проведення аварійних робіт, відмов обладнання, дефектів та інцидентів тощо. Оперативна інформація фіксується в оперативних журналах і журналах дефектів, журналах технічних і адміністративних розпоряджень, але аналіз виникнення несправностей, якості виконання ремонтів проводиться, в основному, безсистемно, незважаючи на те, що на підставі цих даних необхідно виконувати аналіз помилок на різних стадіях управління системою ТО і Р, застосування різних типів обладнання, оптимізувати матеріальні витрати та ін. Також спостерігається

низька оперативність інформування персоналу при змінах робочих параметрів, зміні експлуатаційних схем та виконаних роботах на об'єктах ТП.

Облік хронології виконання робіт реалізовано на цей час на низькому рівні, незважаючи на те, що на підставі хронологічних даних, можна отримувати статистику по багатьом важливим показникам підприємства. Наприклад, відстеження видів та результатів робіт, які проводилися з обладнанням, зараз потребує значних витрат часу, оскільки при цьому необхідно звернення до паперового архіву. Електронна статистика корисна для метрологів і економістів, персоналу, що обслуговує дане устаткування, виробничо-технічного відділу підприємства. При проведенні модернізації виробництва ця інформація може бути корисною при прийнятті рішень про придбання обладнання певного типу. З'являється можливість порівняння матеріальних і трудових витрат на обслуговування певного типу обладнання (витрат на придбання, монтаж, експлуатацію).

Накопичення історії роботи з обладнанням та оперативне забезпечення інформацією про методику правильного виконання робіт корисні при прийнятті рішень щодо організації проведення робіт і при виборі методів усунення дефектів або виконання ремонту. Такими даними може бути методика, запропонована заводом-виготівником, або професійний досвід експерта в цій сфері. Автоматична видача рекомендацій для прийняття рішення ТО і Р обладнання ТП на підставі аналізу поточної ситуації та виконаних робіт на цей час взагалі не реалізована.

З метою оптимізації процесів управління та обробки інформації, необхідної для прийняття рішень, скорочення часу при прийнятті рішень про метод сервісного обслуговування та загального часу на виконання робіт, підвищення якості виконання обслуговування та безпеки обслуговуючого персоналу, надійності виконання робіт та зниження аварійності необхідна розробка і впровадження автоматизованої інформаційної системи управління (АІСУ) ТО і Р обладнання ТП. Ця система повинна відповідати певним вимогам та повинна вирішувати такі завдання:

- автоматизація управління ТО і Р обладнання ТП на етапах планування, обліку, поточного моніторингу і подальшого аналізу для прийняття управлінських рішень;
- підтримка спільної роботи автоматизованих робочих місць (АРМ) фахівців різних служб дистанції електропостачання залізниць.

Основні функціональні можливості АІСУ ТП повинні дозволити:

- облік складу обладнання ТП;
- облік часу роботи (простоїв) обладнання;
- оцінку технічного стану обладнання;
- контроль експлуатації (обліку пошкоджень обладнання);
- планування ремонтів і технічного обслуговування;
- формування технічної документації;
- планування та облік витрат.

Робота з АІСУ ТП повинна забезпечити:

- автоматизацію процесів управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання з метою підвищення їх економічної ефективності;
 - взаємопов'язану роботу АРМ фахівців на об'єктах ТП, включаючи обладнання;
 - реєстрацію, зберігання, обробку та використання інформації, що стосується технологічного устаткування ТП;
 - спільний облік взаємопов'язаних структурних одиниць всіх видів устаткування (механічного, енергетичного, електричного, та ін.) у технологічному потоці, а також окремо за видами об'єктів у взаємозв'язку складових частин кожного об'єкта;
 - класифікацію технологічного обладнання ТП, облік технічних характеристик, параметрів технічного стану, робіт з ТО і Р, видів пошкоджень;
 - реєстрацію даних про величину діагностичних параметрів складових частин (елементів) обладнання, їх подальшу обробку і оцінку ступеня їх пошкодження (стану), залишкових і повних ресурсів;
 - реєстрацію позапланових простоїв, пошкоджень і відмов, аналізу їх причин, оцінку вартості усунення;
 - реєстрацію напрацювання устаткування;
 - формування графіків технічного обслуговування та ремонтів за фактичним станом;
 - реєстрацію ремонтних відомостей, призначених для обліку робіт з ТО і Р, ресурсів для їх виконання;
 - складання ремонтної документації;
 - формування номенклатури запасних частин, змінного обладнання і матеріалів;
 - облік та обробку даних про витрати, що супроводжують процеси різних видів ремонту, витрати запасних частин і матеріалів;

- реєстрацію планованих витрат на ремонт і технічне обслуговування устаткування;
- можливість планування, розрахунку витрат і контролю виконання робіт, а також формування замовлень на запасні частини і матеріали.

АІСУ ТП повинна бути комплексом організаційних і технічних заходів з управління технологічними процесами на ТП, моніторингу та діагностування обладнання ТП, планування, підготовки та реалізації ТО і Р обладнання підстанції (рис 7.4).

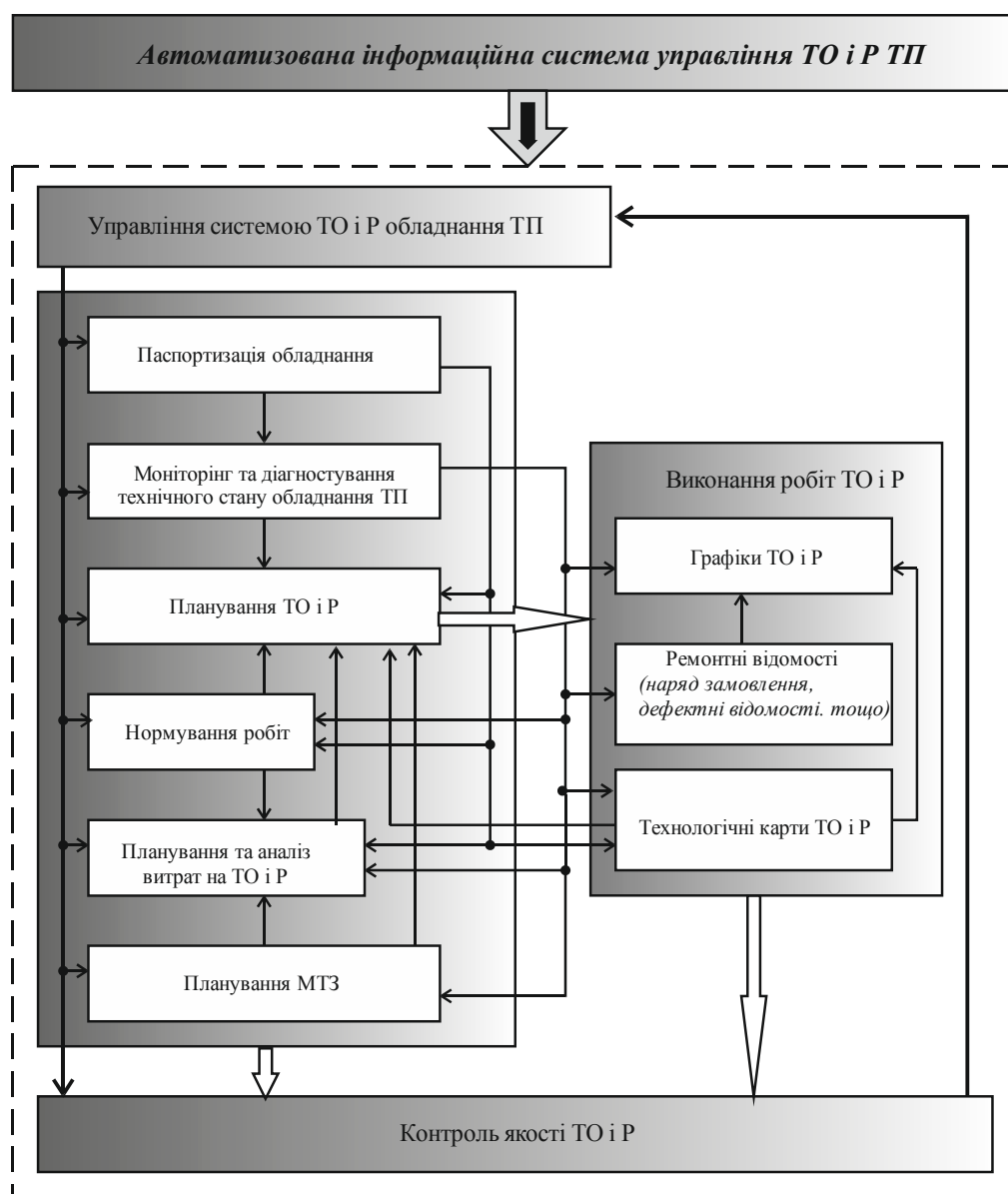


Рис. 7.4. Структура автоматизованої інформаційної системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання ТП

Запропонована система у своєму складі має такі модулі:

1. Управління системою ТО і Р обладнання ТП. Завдання на ТО і Р обладнання ТП в системі формуються або автоматично, або вводяться відповідальною особою. Завдання може генеруватися і у відповідь на запит про вихід з ладу, сформований будь-яким користувачем системи, який затверджено встановленим порядком. Необхідні матеріали та ресурси визначаються НТД. Автоматизовано прораховується тривалість виконання завдання і кожної операції згідно з технологічною картою ТО і Р обладнання ТП.

У разі виконання операцій з ТО і Р сторонньою організацією, автоматизовані системи дають можливість виставити рахунок як на роботу в цілому, так і детально по задіяних трудових ресурсах та витрачених матеріалах на підставі їх номінальної вартості або за окремим преїскурантом. Рахунок автоматично потрапляє в модуль розрахунків з дебіторами.

У системі повинна бути можливість відносити завдання на ТО і Р до різних проектів (наприклад, модернізація підприємства), у цьому випадку всі об'єкти системи (замовлення на закупівлю матеріалів, плани виготовлення запчастин та ін.) мають посилання на той чи інший проект. Система повинна дозволяти розміщувати закуповувані матеріали тільки на складських місцях, які логічно віднесені до даного проекту, і згодом видавати матеріали зі складу тільки під завдання даного проекту.

2. Паспортизація обладнання. Інформація про активи потрібна не тільки ремонтним службам. Бухгалтерію цікавить відсоток їх зносу або балансова вартість. Виробник, дата введення в експлуатацію, ринкова вартість – ці відомості можуть бути затребувані рядом інших служб. Автоматизовані системи ТО і Р дозволяють визначати і зберігати цю інформацію централізовано і структуровано з можливістю групувати ці дані, задавати їх формати тощо. Усі об'єкти можуть бути ієрархічно пов'язані, зокрема за функціональним призначенням. Групування об'єктів за територіальним розташуванням в умовах інтеграції системи ТО і Р з доповненням управління нерухомістю дозволяє організувати одноразове введення даних і виключить помилки.

3. Нормування робіт. Кожна виконувана операція характеризується нормами витрачання матеріалів і замінних частин, переліком послідовних і паралельних кроків, застосовуваними інструментами і необхідною кількістю фахівців необхідної кваліфікації. Оскільки

матеріали і запчастини враховуються в системі разом з їх вартістю, а трудові ресурси – з погодинними ставками фахівців, підрахунок планової собівартості робіт особливої складності не становить.

Розрахунок планової собівартості виконується з метою визначення загальної суми витрат на ТО і Р в планований період і ув'язки плану за собівартістю з іншими розділами витрат підприємства.

В основу розрахунку планової собівартості здійснення ТО і Р мають бути покладені планові калькуляції, складання яких передуює розробка таких кошторисів:

- витрат на матеріали;
- витрат на утримання та експлуатацію інструменту;
- витрат на підготовку і проведення ТО і Р;
- витрат на виготовлення спеціального оснащення і інших спеціальних витрат;
- транспортно-заготівельних витрат;
- інших виробничих витрат.

Так само можна контролювати роботи, що виконуються підрядними організаціями: при цьому беруться до уваги контракти, цінові угоди і т. д.

4. Планування та аналіз витрат на ТО і Р. Планові та фактичні витрати на ТО і Р відслідковуються як за окремими завданнями на ТО і Р, так і за об'єктами обслуговування з необхідним розбиттям за матеріалами, затратам праці та ін. Витрати групуються за ієрархією обладнання. Наприклад, можна відображати розподіл суми витрат по підрозділах підприємства, за часовими періодами та іншим категоріям (наприклад, по підрядниках, окремих службах або бригадах).

Порівняння планових і фактичних витрат, аналіз розбіжностей у різних розрізах дозволяють, у тому числі, виявляти проблеми в організації робіт, формувати й коригувати норми.

Підприємство, яке прийняло рішення про впровадження інформаційних технологій, незмінно постає перед вибором – використовувати набір спеціалізованих продуктів (best-of-breed) або інтегроване рішення. Перший шлях передбачає застосування кращих рішень у кожній з окремо взятих сфер управління підприємством, будь то автоматизація складського господарства, управління транспортними потоками, ТО і Р та ін. Спеціалізовані рішення відрізняються винятковою повнотою функціональності, що забезпечує широке охоплення вирішуваних у конкретній сфері завдань і максимальний комфорт

користувачів системи. Більшість з таких рішень знайшли широке застосування, їх ефективність у своїй сфері підтверджена на практиці.

Другий варіант – використання комплексних ERP-систем (Enterprise Resource Planning – планування ресурсів підприємства) [206] – організаційна стратегія інтеграції виробництва і операцій, управління трудовими ресурсами, фінансового менеджменту та управління активами, орієнтована на безперервне балансування та оптимізацію ресурсів підприємства за допомогою спеціалізованого інтегрованого пакета прикладного програмного забезпечення, що забезпечує загальну модель даних і процесів для всіх сфер діяльності. ERP-система – конкретний програмний пакет, який реалізує стратегію ERP.

Зазвичай, функціональність кожної підсистеми – модуля ERP менш розвинена порівняно з відповідними спеціалізованими системами, та й зручність роботи користувачів не є тут основним пріоритетом. Головне завдання ERP-системи – забезпечити максимальну ефективність роботи підприємства в цілому.

Очевидно, рішення щодо вибору системи має визначатися цілями й завданнями підприємства.

5. Планування матеріалів і запчастин. Список планових завдань на ТО і Р містить потреби в матеріалах і запчастинах, причому вони можуть бути прив'язані до дати початку конкретної операції. На підставі цих даних формуються планові замовлення на придбання матеріалів і запчастин та/або виготовлення їх на допоміжному виробництві. Планування виконується з урахуванням необхідних дат, термінів поставки/виготовлення, наявної сировини, аварійних запасів, прогнозованих залишків, наявних заявок і замовлень на закупівлю та виготовлення обладнання (запчастин), розмірів партій, затверджених контрактів і прейскурантів та ін.

6. Планування ТО і Р. Як зазначалося вище, планування ТО і Р є одним з найважливіших і трудомістких завдань, для вирішення якого система управління буде особливо корисна. На підставі показів вимрювальних приладів (вони можуть імпортуватися в систему, зокрема, з контуру АІСУ ТП або періодично заноситися вручну, як результат виконання окремого завдання – «зняття показань датчиків») система за прийнятими на підприємстві методиками планує (або коригує плани) роботи на певний період часу. Наприклад, при досягненні якимсь параметром першого допустимого порогу планується більш частий контроль його стану, а по досягненні другого критичного порога призначається ремонт.

Система допомагає контролювати ресурс обладнання ТП. Так, можна автоматично враховувати робочий графік ремонтників по змінах і при необхідності коригувати дати робіт з ТО і Р, з тим щоб вони реально могли бути виконані.

План робіт у вигляді переліку завдань на ТО і Р стає доступний менеджерам, які планують виробничу програму господарства електропостачання. Для них кожен об'єкт ТО і Р є основним виробничим ресурсом, і якщо обслуговування вимагає зупинки обладнання, то на період ремонту даний ресурс позначається як недоступний. Це допоможе синхронізувати дії різних служб господарства електропостачання.

7. Виконання робіт ТО і Р. Ремонтники отримують наряд з врахуванням методики технологічної карти ТО і Р даного обладнання, у якому детально розписано, хто, що і коли повинен зробити, які деталі використовувати, які інструкції або креслення застосовувати, яка методика ТО і Р застосовується. Залишається автоматизовано зафіксувати виконання операцій і завдання в цілому, відобразити фактичну кількість використаних матеріалів та ресурсів, застосувати процедури контролю якості та ввести в ПЕВМ поточні показання вимірників. Вузли, що підлягають ремонту, можуть бути замінені, а на роботу з усунення дефектів в них формується своє завдання. Алгоритм методики проведення ТО і Р обладнання ТП наведено на рис. 7.5.

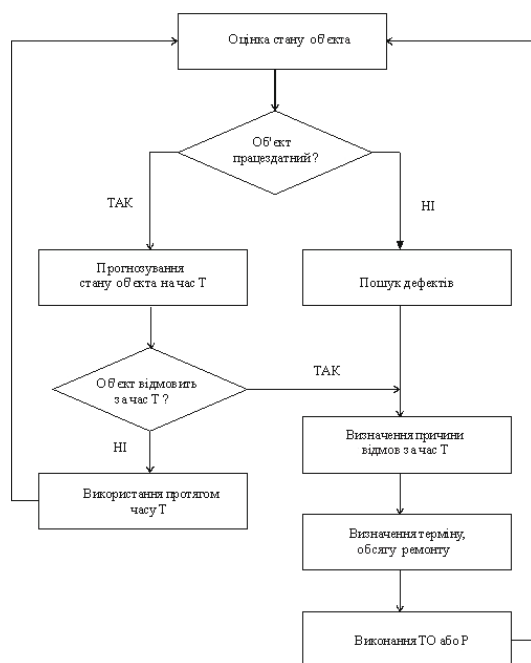


Рис. 7.5. Алгоритм методики проведення ТО і Р обладнання ТП

8. *Контроль якості проведення ТО і Р.* Інтегровані підсистеми (модулі) контролю якості дозволяють забезпечити фіксацію контрольних параметрів обладнання ТП по завершенні завдання або операції при проведенні ТО і Р. Заздалегідь визначивши цільові показники й допустимі значення кожного з них, ремонтні служби можуть довірити системі АІСУ ТП виконання низки дій у автоматичному режимі. Наприклад, проаналізувавши значення показника, введеного в процесі контролю якості (або обчисливши показник по групі введених значень), система може сформулювати запит на повторне ТО або проінформувати відповідальних осіб електронною поштою або SMS-повідомленням на мобільний телефон. Можливі й інші варіанти реакції системи.

7.5. Концепція моніторингу та діагностування основного силового електрообладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць

Інтелектуальна система моніторингу та діагностування (ІСМД) ТП здійснює достовірну, процесну, багатоаспектну оцінку технічного стану обладнання з використанням нових методів і критеріїв оцінки, які підвищують оперативність і якість організації ТО і Р силового електрообладнання ТП. ІСМД повинна являти собою комплекс організаційних і технічних заходів з управління технологічними процесами на ТП, моніторингу та діагностування обладнання ТП, планування, підготовки та реалізації ТО і Р.

ІСМД повинна забезпечити: інформаційну та методичну підтримку персоналу при організації обслуговування електрообладнання на основі їх технічного стану. У режимі діалогу за формалізованим запитом надаються відповідні дані – від загальнотехнічних і паспортних, до рекомендацій щодо обсягу і періодичності ремонтів.

Для отримання характеристик надійності обладнання в умовах експлуатації, аналізу причин виникнення відмов і несправностей, розробки заходів щодо подальшої експлуатації обладнання необхідна вичерпна інформація про технічний стан електрообладнання ТП. Актуальність цього завдання зумовлюється також збільшенням кількості електроустановок, термін служби яких перевищує розрахунковий [1, 24, 211].

ІСМД (рис. 7.6) складається з таких взаємопов'язаних підсистем (програмних комплексів), в основу яких покладено єдине інформаційно-технічне забезпечення, що відображає специфіку їх функціонування:

- інформація про технічний стан устаткування;
- розрахунок і аналіз експлуатаційної надійності обладнання;
- підвищення залишкового терміну служби обладнання.

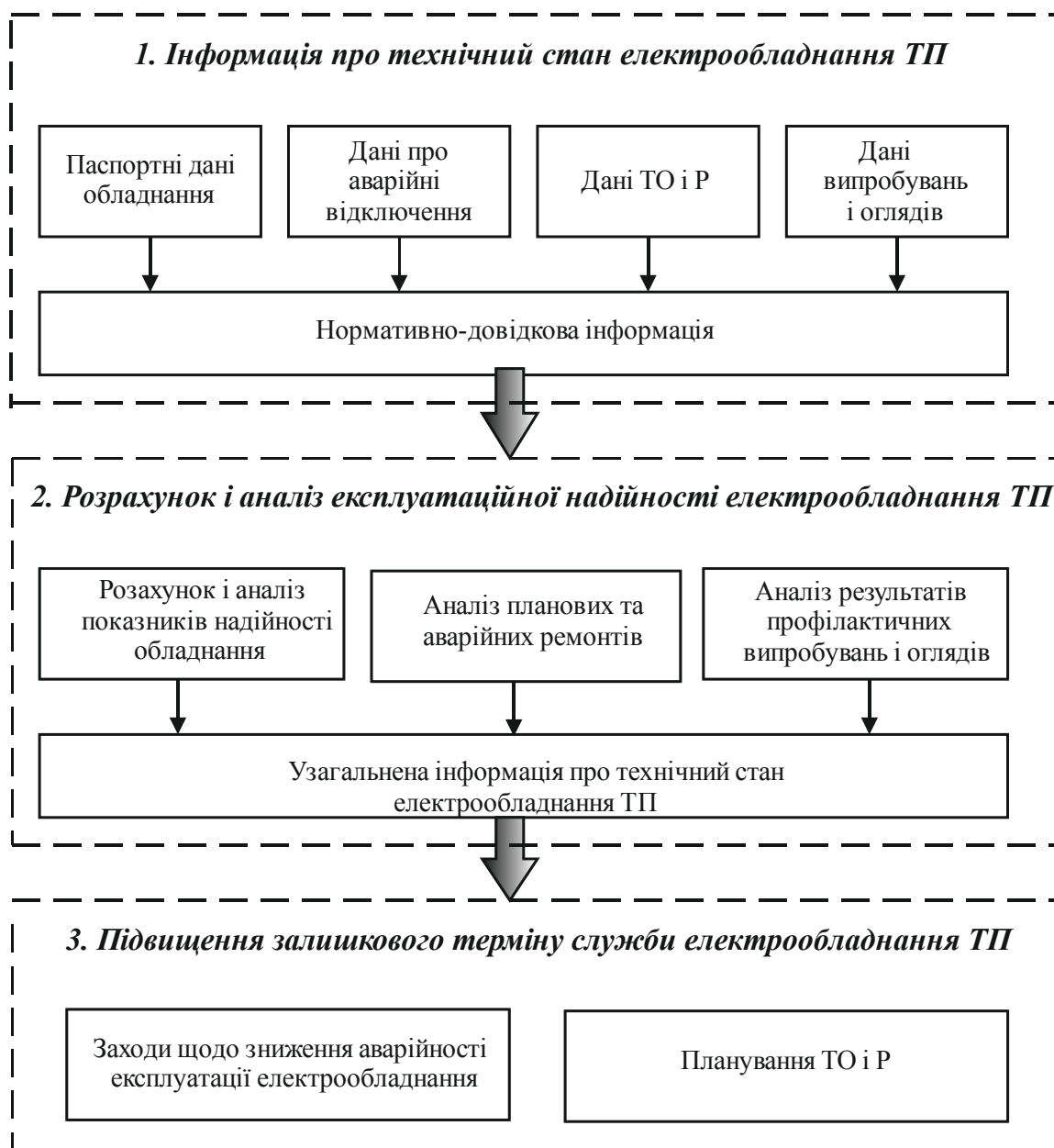


Рис. 7.6. Структура системи збору та обробки інформації ІСМД ТП

ІСМД забезпечує експлуатаційний персонал даними про технічний стан обладнання ТП, про його пошкоджуваність і ремонтно-технічне обслуговування, дозволяє провести аналіз експлуатаційної надійності обладнання, розрахувати показники безвідмовності, ремонтпридатності та довговічності, дати рекомендації щодо зниження аварійності та підвищення залишкового терміну служби. Вихідною ланкою інформаційної системи є первинні форми обліку інформації про надійність обладнання [1, 212-214].

Підсистема «Інформація про технічний стан електрообладнання ТП» забезпечує введення, коригування, перегляд і друк паспортних даних та статистичної інформації з експлуатації та ремонтно-технічного обслуговування, профілактичних випробувань встановленого електрообладнання.

Підсистема «Розрахунок і аналіз експлуатаційної надійності електрообладнання ТП» дозволяє реалізувати на програмному рівні завдання оцінки технічного стану обладнання.

Рекомендації щодо підвищення залишкового терміну служби електрообладнання ТП передбачають пропозиції щодо зниження кількості автоматичних відключень, вдосконалення ремонтного обслуговування, продовження терміну служби.

Вирішення вищезазначених завдань можливе за рахунок:

1. Організації безперервного контролю та аналізу умов експлуатації контрольованого обладнання ТП, у тому числі в попередній період часу, аналіз функціональних елементів (вузлів) обладнання при різних режимах роботи, зокрема з урахуванням електричних, теплових, механічних та інших впливів, а також з урахуванням метеорологічних умов.

2. Вимірювання в реальних умовах експлуатації діагностичних параметрів всіх елементів контрольованого обладнання.

Виконання даних завдань можливе за допомогою використання систем безперервного контролю стану обладнання, що дозволить значною мірою знизити витрати на ремонт обладнання, за рахунок переходу від ремонту в нормативно встановлені терміни до проведення ремонтів залежно від фактичного стану обладнання.

3. Спільного аналізу результатів попередніх етапів роботи. Тут слід особливо виділити корисність аналізу динаміки зміни в часі діагностичних параметрів і пошуку кореляційних зв'язків між характеристиками впливів і контрольованих параметрів.

Такий аналіз свідомо ефективніший від простого порівняння результатів вимірювань з офіційними нормами НТД.

Варіант комплексної автоматизованої інформаційної системи безперервного контролю та оцінки технічного стану силового електрообладнання тягової підстанції зображено на рис. 7.7.

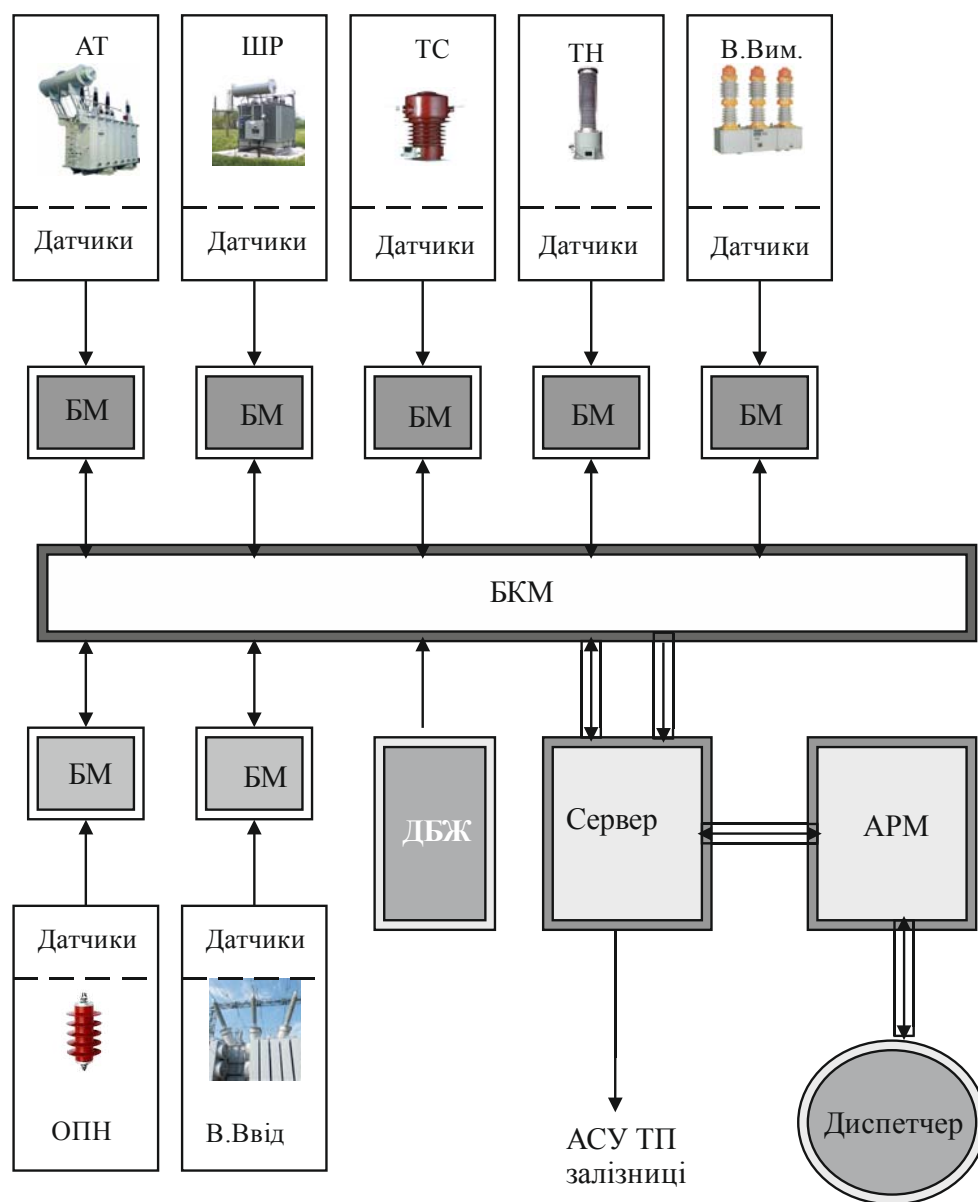


Рис. 7.7. Структурна схема комплексної системи безперервного контролю силового електрообладнання ТП:

АТ – автотрансформатор; ШР – шунтуючий реактор; ТС – трансформатор струму; ТН – трансформатор напруги; В.Вим. – високовольний вимикач; ОПН – обмежувач перенапруги; В.Ввід - високовольний ввід; БМ – блок моніторингу; БКМ – блок концентрації мережі; ДБЖ – джерело безперервного живлення; АРМ – автоматизоване робоче місце

Комплексна система безперервного контролю силового електрообладнання ТП, включає в себе три рівні:

1 – первинні датчики, сигналізатори, вимірювальні системи з аналоговим або цифровим виходом, встановлені на обладнанні.

2 – блок моніторингу з контролерним обладнанням, що виконує функції збору даних від датчиків, їх обробку, зберігання та передачу даних на верхній рівень по оптоволоконній мережі. Конструктивно блок моніторингу повинен являти собою сталеву шафу зовнішньої установки з системою клімат – контролю та встановлюється безпосередньо біля одиниці силового електрообладнання.

3 – АРМ оператора автоматизованої системи безперервного контролю, сервер АІС ТП, що виконують функції візуалізації значень параметрів, відображення сигналів спрацьовування аварійної та попереджувальної сигналізації, а також для роботи з накопиченими архівами і зв'язку з АРМ енергодиспетчера вищої ланки.

За допомогою системи безперервного контролю силових трансформаторів (автотрансформаторів) здійснюється:

1. Контроль теплового стану трансформаторного обладнання:
 - контроль температури верхніх шарів масла;
 - контроль температури найбільш нагрітої обмотки;
 - визначення кратності й тривалості допустимих перевантажень.
2. Контроль вмісту в маслі газів.
3. Контроль вмісту вологи масла.
4. Контроль стану РПН.
5. Контроль стану високовольтних вводів.
6. Ступінь старіння ізоляції.
7. Температура утворення бульбашок.
8. Реєстрація та аналіз підвищень напруги за часом.
9. Оцінка стану ефективності системи охолодження.

Системи безперервного контролю трансформаторів струму і високовольтних вводів. Вимірювальні трансформатори є однією з найбільш аварійно-небезпечних ланок енергосистем, у більшості випадків аварії трансформаторів струму високої напруги (ТС) супроводжуються повним руйнуванням апарату, а іноді й сусіднього обладнання. Аналіз даних про відмови [215] свідчить про те, що найбільш характерними дефектами для ТС є місцеві дефекти, розвиток яких призводить або до теплового пробою, або до появи часткових розрядів і електричного пробою основної ізоляції. Такі дефекти на ранній

стадії розвитку можуть бути виявлені вимірами тангенса кута діелектричних втрат під робочою напругою і тепловізійними вимірами.

Система безперервного контролю виткової ізоляції вимірювальних трансформаторів напруги. Ця система може використовуватися як окремо, так і як підсистема моніторингу підстанційного обладнання спільно із системами контролю основної ізоляції вводів і трансформаторів струму. Існуючі системи являють собою готові до використання програмно-апаратні комплекси. Кількість підключених ТН до системи – від 1 до будь-якої необхідної кількості. Збільшення кількості підключених ТН позитивно позначається на точності системи, тому дає можливість відрізнити несиметрію напруг від аварійної ситуації.

Система здійснює вимірювання таких сигналів:

- безперервне вимірювання діючого значення основної гармоніки напруги $3U_0$;
- безперервне вимірювання діючого значення 3-ї гармоніки напруги $3U_0$.

Основні функції системи:

- реєстрація всіх вимірних значень у базу даних;
- реєстрація кількості та тривалості короткочасних періодичних несиметрій напруги, що наявні на початковому етапі розвитку дефекту;
- видача аварійних повідомлень за встановленими користувачам уставками;
- часові затримки спрацьовування уставок;
- видача дискретних сигналів («сухий контакт») у разі перевищення уставок;
- самодіагностика системи.

Система повинна комплектуватися повним набором програмного забезпечення, яке надає користувачеві інформацію у вигляді мнемосхем поточного стану обладнання; історичних і динамічних трендів параметрів обладнання; попереджувальних, аварійних сигналів, службової та діагностичної інформації.

Система здійснює:

- реєстрацію інформації про нормальні, передаварійні та аварійні події; зберігання архівів усіх параметрів у контролері на твердотільній незалежній пам'яті за період 30 років;
- надання всіх даних (поточних та історичних) як локальним користувачам на підстанції, так і віддаленим користувачам.

Система безперервного контролю стану високовольтних обмежувачів перенапруг (ОПН). Призначена для діагностики стану, визначення зносу варисторів ОПН і ступеня забрудненості поверхні ізолятора.

Діагностичні методи базуються на аналізі гармонійних складових струму провідності, з урахуванням робочої напруги ОПН.

У цілому, оцінюючи діагностичні можливості систем безперервного контролю, можна зробити висновок:

- ІСМД не дає таких докладних і «глибоких» діагностичних висновків, як комплексне обстеження трансформатора, але завдяки оперативності та «безперервності» режиму діагностики дозволяє своєчасно контролювати зміну технічного стану трансформаторного устаткування;

- актуальність діагностичних висновків, одержуваних ІСМД, зазвичай вище, ніж за результатами комплексного обстеження трансформатора. Це пояснюється «безперервним» режимом роботи системи безперервного контролю та діагностики стану трансформаторного устаткування;

- дані, одержувані ІСМД, можуть бути піддані додатковій обробці та аналізу, якщо залучати до цього кваліфікованих експертів. Так чинять в тому випадку, коли виникає необхідність прийняття важливих рішень, що накладають обмеження на режими роботи трансформаторного обладнання, або при необхідності виведення його з режиму експлуатації;

- системи безперервного контролю ізоляції ТС і високовольтних вводів покликані забезпечити зниження аварійності, а також накопичення даних, необхідних для вдосконалення системи діагностики, автоматизацію вимірювань і аналізу, зменшення обсягу робіт персоналу, зниження впливу людського фактора, автоматичного запису і зберігання даних вимірювань, виявлення тенденцій і швидкості зміни параметрів і своєчасного отримання сигналів про відхилення, як черговим персоналом підстанції, так і службами діагностики залізниці. Вони повинні дозволити планувати ремонти обладнання при необхідності, проводити термінове відключення об'єктів, що знаходяться в предаварійному стані.

Застосування комплексних автоматизованих систем діагностики обладнання тягових підстанцій є ефективним і економічним та дозволяє виявити дефекти в стадії їх розвитку з визначенням першопричин

зміни стану електрообладнання. ІСМД дає можливість поряд з плануванням термінів проведення ремонту, чітко визначити обсяг технічної програми ТО і Р. Таким чином, можна запобігти виникненню аварійних режимів, викликаних випадковою зміною стану електрообладнання. Також використання ІСМД дозволяє забезпечувати необхідною інформацією для прийняття рішень від персоналу підстанції до фахівців служби електропостачання залізниці.

ВИСНОВКИ

Наукова новизна та значущість отриманих наукових результатів визначається розвитком теорії та вдосконаленням системи ТО і Р електрообладнання ТП, методів кількісного розрахунку показників експлуатаційної надійності електроустаткування з урахуванням умов експлуатації і полягає в такому:

1. Розроблено концепцію інтелектуальної системи ТО і Р, моніторингу та діагностування обладнання ТП електрифікованих залізниць на основі Smart-технологій, яка передбачає комплекс організаційних і технічних заходів щодо управління технологічними процесами на ТП, моніторингу і діагностування устаткування, планування, підготовки й реалізації ТО і Р обладнання ТП за фактичним технічним станом.

2. Застосовано процесно-орієнтований підхід до вибору стратегії експлуатації обладнання ТП та запропоновано причинно-наслідкову діаграму Ісікави для визначення порушень нормальної роботи ТП. Застосування на ТП процесів разом з їх ідентифікацією та взаємодією, а також менеджмент процесів спрямовані на підвищення ефективності ТО і Р та експлуатаційної надійності обладнання.

3. Розроблено математичну модель ризик-аналізу стану силового електрообладнання тягових підстанцій. Діагностика ризиків являє собою аналіз технологічних процесів ТП з метою виявлення факторів ризику і реалізується в ході ризик-аудиту, який являє собою комплексний аналіз параметрів і ділянок діяльності підприємства, спрямований на ідентифікацію, опис та класифікацію ризиків з метою продовження життєвого циклу обладнання.

4. Розроблено та теоретично обґрунтовано моделі оцінки технічного стану обладнання тягових підстанцій та прогнозування залишкового ресурсу за реальними даними експлуатації.

5. Пропоновані нові підходи подальшого удосконалення системи діагностики та ТО і Р тягових підстанцій електрифікованих залізниць з використанням технологій процесного інжинірингу покращують

комплексні показники експлуатаційної надійності. Це дозволить збільшити коефіцієнти готовності та технічного використання обладнання на 3–4 %; підвищити експлуатаційну надійність роботи електрообладнання ТП; зменшити кількості ТО і Р (до 25 %), скоротити витрати на проведення ТО і Р (до 30 %) та час підготовки й виконання робіт (до 25 %) тощо.

Перевага отриманих результатів над вітчизняними або зарубіжними аналогами чи прототипами забезпечується коректним застосуванням теоретичних методів, збіжністю результатів проведених досліджень та обчислювальних експериментів, а також підтверджується даними інших авторів, а також даними, отриманими в реальних умовах експлуатації електрообладнання ТП і позитивними результатами розрахунку показників експлуатаційної надійності на об'єктах тягового електропостачання електрифікованих залізниць.

Сформульовані в роботі висновки та рекомендації обґрунтовані теоретично, базуються на строго доведених висновках і великому статистичному матеріалі, зібраному при експлуатації обладнання ТП електрифікованих залізниць.

Перевірка достовірності та техніко-економічної ефективності запропонованих методів ґрунтувалася на результатах обчислювальних експериментів і підтверджується даними, отриманими в реальних умовах експлуатації електрообладнання на залізницях України.

Практична цінність результатів. Виконано моделювання системи ТО і Р та діагностування силового обладнання з використанням методології моделювання складних технічних систем. Сформовано концепцію системного відображення динамічних процесів функціонування даної системи, яка орієнтована на комплексне управління технічним станом силового обладнання ТП за фактичним та залишковим станом протягом повного життєвого циклу устаткування. Розроблено рекомендації ТО і Р пристроїв тягових підстанцій постійного струму за фактичним технічним станом. Запропоновано методологію комплексної автоматизації системи ТО і Р та діагностування силового обладнання ТП електрифікованих залізниць України. Отримані результати досліджень дозволять підвищити якість ТО і Р, експлуатаційну надійність роботи електрообладнання ТП; продовжити нормативний строк служби устаткування ТП; зменшити кількості ТО і Р, скоротити витрати на проведення ТО і Р та час підготовки й виконання робіт.

Результати досліджень подані на апробування, впровадження і використання в практиці роботи на дистанціях електропостачання Придніпровської та Південної залізниць.

Використання результатів роботи в навчальному процесі. На основі результатів роботи отримано довідку про впровадження в навчальний процес. За результатами дослідження:

1. Вдосконалено лекційні курси та оновлено лабораторні роботи з дисципліни «Технічне обслуговування пристроїв електропостачання» за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальності 7(8).050701 «Електротехнічні системи електроспоживання».

2. Вдосконалено лекційні курси та оновлено практичні роботи з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології».

3. Вдосконалено лекційні курси та оновлено лабораторні, практичні роботи з дисципліни «Діагностування пристроїв електропостачання» за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальності 8.050701 «Електротехнічні системи електроспоживання».

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2013 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «Девалта», 2014. – 251 с.
2. Корниенко, В. В. Электрификация железных дорог. Аналитический обзор [Текст] / В. В. Корниенко, А. В. Котельников, В. Т. Доманский. – Киев : Транспорт Украины, 2004. – 195 с.
3. Россальский, А. Н. Диагностика состояния высоковольтного оборудования подстанций с помощью систем непрерывного контроля [Электронный ресурс] / А. Н. Россальский // IV Международная конф. «Силовые трансформаторы и системы диагностики» / Запорожский нац. техн. ун-т. – 2009. – Режим доступа: www.web-energo.by/page.php?form_id=777
4. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2004 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «ВД «Мануфактура», 2005. – 181 с.
5. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2008 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «ВД «Мануфактура», 2009. – 244 с.
6. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. ЦЕ-0009 [Текст] : Затв.: Наказ Укрзалізниці від 24.12.2004 № 1010-ЦЗ / Укрзалізниця. – Київ, 2005.
7. ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения [Текст]. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 12 с.
8. Правила технічної експлуатації залізниць України [Текст]. Затв.: Наказ Міністерства транспорту України від 20.12.96 № 411, зареєстр. у Міністерстві юстиції України 25.02.97 за № 50/1854 / Міністерство транспорту України. – Київ, 1996.
9. Інструкція з технічного обслуговування і ремонту обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць [Текст] : Затв.: Наказ Державної адміністрації залізничного транспорту України Укрзалізниці від 12.12.2007 №618-Ц / Державна адміністрація залізничного транспорту України. – Біла Церква : Вид-во ТОВ «Інпрес», 2007. – 125 с.
10. Алексеев, А. Б. Оптимизация профилактического обслуживания оборудования ВН [Электронный ресурс] / А.Б. Алексеев // Энергоэксперт. – 2010. – № 1. – Режим доступа : <http://tavrida.web-energo.by/page.php?id=312>

11. Савельев, В. А. Проблемы и пути повышения надежности электротехнического оборудования [Текст] / В. А. Савельев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Иваново : ИЭИ, 1992. – Вып. 39. – С. 140–172.
12. Кобец, Б. Б. Smart Grid: Концептуальные положения [Электронный ресурс] / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова // Профессион. журн. – 2010. – № 03. – С. 66–72. – Режим доступа : <https://www.google.com.ua/past.tpu.ru/files/est/tom-2.pdf>. – Загл. с экрана.
13. Дорофеев, В. В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России [Электронный ресурс] / В. В. Дорофеев, А. А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4(15). – Режим доступа: https://www.google.com.ua/www.labview.ru/conference/Sbornik_NIDays2013.pdf. – Загл. с экрана.
14. Савельев, В. А. Принципы новой технологии управления техническим состоянием электрооборудования станций и подстанций [Текст] / В. А. Савельев, А. Н. Назарычев // РНСЭ : материалы докладов. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2001. – Т. 2. – С. 42–45.
15. ГОСТ 28.001-83 Система технического обслуживания и ремонта техники. Основные положения [Текст]. – Москва : Госкомитет России по стандартам, 1983. – 4 с.
16. ГОСТ 21623-76 Система технического обслуживания и ремонта техники. Показатели для оценки ремонтпригодности. Термины и определения [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1976. – 14 с.
17. ГОСТ 23660-79 Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтпригодности при разработке изделий [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1979. – 15 с.
18. ГОСТ 20831-75 Система технического обслуживания и ремонта техники. Порядок проведения работ по оценке качества отремонтированных изделий [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1985. – 11 с.
19. Большая энциклопедия нефти газа. Эксплуатационная технологичность [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.ngpedia.ru/id511713p1.html> – Загл. с экрана.
20. ГОСТ 20334-81 Система технического обслуживания и ремонта автомобильной техники. Показатели эксплуатационной технологичности и ремонтпригодности [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1981. – 7 с.
21. Смирнов, Н. Н. Эксплуатационная технологичность летательных аппаратов [Текст] / Н. Н. Смирнов, Ю. М. Чинючин. – Москва : Транспорт, 1994. – 255 с.
22. Типові норми часу на поточний ремонт обладнання та пристроїв тягових підстанцій і постів секціонування електрифікованих залізниць [Текст]. Затв.: Наказ Державної адміністрації залізничного транспорту України Укрзалізниця від 29.03.2013 № 095-Ц/ОД / Державна адміністрація залізничного транспорту України Укрзалізниця. – Біла Церква : Вид-во ТОВ «Інпрес», 2010. – 252 с.

23. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1989. – 24 с.
24. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2002–2012 році [Текст]. – Київ : ТОВ «ВД «Мануфактура», 2012.
25. Николаева, Э. К. Семь инструментов качества в японской экономике [Текст] / Э. К. Николаева. – Москва : Изд-во стандартов, 1990. – 45 с.
26. Долин, А. П. Опыт проведения комплексных обследований силовых трансформаторов [Текст] / А. П. Долин, Н. Ф. Першина, В. В. Смекалов // Электрические станции. – 2000. – № 6. – С. 46–52.
27. Sun, Huo-Ching Fault Diagnosis of Power Transformers Using Computational Intelligence: A Review / Huo-Ching Sun, Yann-Chang Huang, Chao-Ming Huang // Energy Procedia. – 2012. – no.14. – P. 1226–1231.
28. Gokenbach, E. Condition monitoring and diagnosis of power transformers / E. Gokenbach, H. Borsi // Intern. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis. – 2008. – P. 21–24.
29. Смекалов, В. В. Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / В. В. Смекалов, А. П. Долин, Н. Ф. Першина // SIGRE2002. – 2011. – 18 марта. – 10 с. – Режим доступа : <http://www.ts-electro.ru/publication.php?k=2>. – Загл. с экрана.
30. Технология обслуживания по фактическому состоянию [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.vdmk.com/information/tofs.htm>. – Загл. с экрана.
31. Холоденин, А. А. Сравнение стратегий технического обслуживания электрооборудования [Электронный ресурс] / А. А. Холоденин // Материалы X региональной научно-техн. конф. [«Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону»] / СевКавГТУ. – 2006. – Режим доступа : <http://www.ncstu.ru>.
32. Концепция совершенствования системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков тепловых электростанций. Обоснование. Критерии. Теория. Стратегия. Экономика. – Москва : АО «ЦКБ ЭНЕРГОРЕМОНТ», 1996. – 28 с.
33. Назарычев, А. Н. Технологии управления техническим состоянием электрооборудования станций и подстанций // РНСЭ : материалы докладов. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2001. – Т. 2. – С. 42–45.
34. Азовцев, Ю. А. Диагностика и прогноз технического состояния оборудования целлюлозно-бумажной промышленности в рыночных условиях [Электронный ресурс] / Ю. А. Азовцев, Н. А. Баркова, В.А. Доронин // Бумага, картон, целлюлоза. – 1999. – Режим доступа : <https://www.google.com.ua/www.vibrotek.ru/russian/biblioteka/book17>. – Загл. с экрана.
35. Бабенко, И. А. Внедрение системы технического обслуживания по фактическому состоянию машинного парка завода [Электронный ресурс] / И. А. Бабенко // Материалы научно-технических проектов молодых специалистов НК ЮКОС. – 2001. – Режим доступа : <https://www.google.com.ua/www.samara.sibintek.ru>. – Загл. с экрана.

36. Брюль и Кьер. Мониторизация состояния машинного оборудования. DK BR 0660-11 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://www.google.com.ua / www.vibrotek.ru / russian/biblioteka/book17](https://www.google.com.ua/www.vibrotek.ru/russian/biblioteka/book17). – Загл. с экрана.
37. Романенко, С. Е. Прозрачность и обоснованность затрат на ТО и Р [Электронный ресурс] / С. Е. Романенко, Е. В. Кондратьев // Сайт ПААК - <http://www.pacc.ru>. – 2013. – Режим доступа : [https://www.google.com.ua/, http://www.pacc.ru](https://www.google.com.ua/http://www.pacc.ru). – Загл. с экрана.
38. Единая Система Мониторинга и Диагностирования (Хозяйство электрификации и электроснабжения) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://www.google.com.ua / www.transset.ru/index.php/esmde](https://www.google.com.ua/www.transset.ru/index.php/esmde). – Загл. с экрана.
39. Матусевич, О. О. Багатоаспектна оцінка технічного стану силового устаткування тягових підстанцій [Текст] / О. О. Матусевич, В. Г. Сиченко // Энергосбережение на ж.-д. транспорте и в промышленности (Воловец, 11.06–14.06.2013) : тез. IV міжнарод. наук.-практ. конф. / МОН України, Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В Лазаряна. – Дніпропетровськ : ДНУЗТ, 2013. – С. 78–80.
40. Матусевич, О. О. Методика проведення експертизи оцінки надійності функціонування системи автоматизованого керування тягового електропостачання електричного транспорту [Текст] / О. О. Матусевич // Вісн. Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – Дніпропетровськ, 2009. – Вип. 28. – С. 37–39.
41. Таран, В. П. Диагностирование электрооборудования [Текст] / В. П. Таран. – Киев : Техника, 1983. – 200 с.
42. Кузнецов, В. Г. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання [Текст] / В. Г. Кузнецов, О. Г. Галкін, О. В. Єфімов, О. О. Матусевич. – Дніпропетровськ : Вид-во Маковецький О. В., 2009. – 248 с.
43. Кузнецов, Н. Л. Надежность электрических машин [Текст] : учебное пособие для вузов / Н. Л. Кузнецов – Москва : Изд. дом МЭИ, 2006. – 432 с.
44. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1989. – 24 с.
45. Надежность и эффективность в технике. Справочник : в 10 т. [Текст]. – Москва : Машиностроение, 1987.
46. Marketz, M. Maintenance Strategies for Distribution Networks / M. Marketz, J. Polster, M. Muhr // Proc. 14th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, Beijing. – 2005. – Paper F-55.
47. Smith, J. J. Trends in PD-diagnostics for Asset Management of Aging HV Infrastructures / J. J. Smith // Proc. 14th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, Beijing. – 2005. – Paper K-05.
48. Чекалин, В. В. Алгоритм расчета надежности сложных технических систем [Текст] / В. В. Чекалин // Надежность и контроль качества. – 1997. – № 2 – С. 15-26.

49. Андронов, А. М. Эксплуатация и ремонт // Надежность и эффективность в технике. Справочник : в 10 т. [Текст] / А. М. Андронов, М. А. Арустамов, Е. Ю. Барзилович и др. – Москва : Машиностроение, 1990. – Т. 8.
49. Северцев, Н. А. Надежность сложных систем в эксплуатации и отработке [Текст] / Н. А. Северцев. – Москва : Высшая шк., 1989. – 432 с.
50. Гук, Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] / Ю. Б. Гук. – Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
51. Барзилович, Е. Ю. Модели технического обслуживания сложных систем [Текст] / Е. Ю. Барзилович. – Москва : Высшая шк., 1982.
52. Дедков, В. К. Основные вопросы эксплуатации сложных систем [Текст] / В. К. Дедков, Н. А. Северцев – Москва : Высшая шк., 1986.
53. Надежность технических систем и техногенный риск [Электронный ресурс] : электронное учебное пособие. – Режим доступа : http://oksion.ru/uchebnik_nadezhnost_tekhnicheskikh_sistem/index.html. – Загл. с экрана.
54. Холоденин, А. А. Сравнение стратегий технического обслуживания электрооборудования [Электронный ресурс] / А. А. Холоденин // Материалы X региональной научно-техн. конф. [«Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону»] / СевКавГТУ. – 2006 – Режим доступа : <http://www.ncstu.ru>.
55. Технология обслуживания по фактическому состоянию [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.vdmk.com/information/tofs.htm>. – Загл. с экрана.
56. Техническое обслуживание по фактическому состоянию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.systematic.ru/tehnicheskoe_obs_luzhivanie_po_fakticheskomu_sostoyaniyu.html. – Загл. с экрана.
57. Савельев, В. А. Нормативы на ремонт электрооборудования с учетом диагностирования [Текст] / В. А. Савельев, А. Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Киев, 1988. – Вып. 37. – С. 96–99.
58. Антонов, А. А. Об определении индивидуального ресурса изделий атомных станций [Текст] / А. А. Антонов // Надежность и контроль качества. – 1996. – № 10.
59. Блюмберг, В. А. Вопросы качества управления техническим состоянием электрооборудования в процессе эксплуатации [Текст] / В. А. Блюмберг // Пром. энергетика. – 1981. – № 5. – С. 30–34.
60. Савельев, В. А. Оценка надежности электрооборудования с учетом реальных условий эксплуатации [Текст] / В. А. Савельев, А. Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Сыктывкар : Коми научный центр УрО АН СССР, 1991. – Вып. 38, т. 2. – С. 155–163.
61. Ефимов, А. В. Надежность и диагностика систем электроснабжения железных дорог [Текст] : учеб. для вузов ж.-д трансп. / А. В. Ефимов, А. Г. Галкин. – Москва : УМК МПС России, 2000. – 512 с.

62. Дмитренко, И. Е. Измерения и диагностирование в системах железнодорожной автоматики, телемеханики и связи [Текст] : учеб. для вузов ж.-д трансп. / И. Е. Дмитренко, В. В. Сапожников, Д. В. Дьяков. – Москва : Транспорт, 1994. – 263 с.
63. Дмитренко, И. Е. Техническая диагностика и автоконтроль систем железнодорожной автоматики и телемеханики [Текст] / И. Е. Дмитренко. – Москва : Транспорт, 1986. – 144 с.
64. Неразрушающий контроль и диагностика [Текст] : справочник / под ред. В. В. Клюева. – Москва : Машиностроение, 1995. – 488 с.
65. Сапожников, В. В. Основы технической диагностики [Текст] : учебное пособие для студентов вузов ж.-д трансп. / В. В. Сапожников, Вл. В. Сапожников. – Москва : Маршрут, 2004. – 318 с.
66. Пархоменко, П. П. Основы технической диагностики [Текст] / П. П. Пархоменко. – Москва : Энергия, 1976. – 464 с.
67. Мозгалеvский, А. В. Техническая диагностика (Непрерывные объекты) [Текст] / А. В. Мозгалеvский, Д. В. Гаскаров. – Москва : Высшая шк., 1975. – 207 с.
68. Пархоменко, П. П. Основы технической диагностики (Оптимизация алгоритмов диагностирования, аппаратурные средства) [Текст] / П. П. Пархоменко. – Москва : Энергия, 1981. – 320 с.
69. Сви, П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения [Текст] / П. М. Сви. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 128 с.
70. Рассальский А. Н. Методы непрерывного контроля и оценки состояния высоковольтного оборудования подстанции [Текст] / А. Н. Рассальский, С. П. Конограй, А. А. Сахно // МА "ТРАВЭК": IV междунар. научно-техн. конф. «Силовые трансформаторы и системы диагностики», 22-23 июня 2010 г.: докл. – 39. – 2010. – 9 с.
71. Рассальский, А. Н. Диагностика состояния высоковольтного оборудования подстанции с помощью систем непрерывного контроля [Текст] / А. Н. Рассальский // МА "ТРАВЭК": IV междунар. научно-техн. конф. «Силовые трансформаторы и системы диагностики», 23-24 июня 2009 г.: докл. – 20. – 2009. – 7 с.
72. Система мониторинга и управления для силовых трансформаторов [Текст] / А. Н. Рассальский, Н. Н. Козик, А. И. Левковский, В. Л. Раскин, Л. Л. Федосов // Новое в российской энергетике. – 2004. – № 6. – С. 24–30.
73. Основные принципы непрерывного контроля высоковольтного маслонаполненного электрооборудования с изоляцией конденсаторного типа под рабочим напряжением [Текст] / А. Н. Рассальский, А. А. Сахно, С. П. Конограй, А. Г. Спица, А. А. Гук // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2009. – № 2. – С. 53–55.
74. Андреев, Д. А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей [Текст] / Д. А. Андреев, И. А. Назарычев // Вестн. ИГЭУ. – 2008. – № 2. – С. 1–15.

75. Осипов, О. И. Техническая диагностика автоматизированных электроприборов [Текст] / О. И. Осипов, Ю. С. Усынин. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 160 с.
76. Цапенко, М. П. Измерительные информационные системы: Структуры и алгоритмы, системотехническое проектирование [Текст] / М. П. Цапенко. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 439 с.
77. Савельев, В. А. Проблемы и пути повышения надежности электротехнического оборудования [Текст] / В. А. Савельев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иваново: ИЭИ, 1992. – Вып.39. – С. 140–172.
78. Таран, В. П. Диагностирование электрооборудования [Текст] / В. П. Таран. – Киев : Техника, 1983. – 200 с.
79. Савельев, В. А. Диагностика состояния электротехнического оборудования. Методы и средства [Текст] / В. А. Савельев // Надежность электроэнергетических систем: Первый российско-германский семинар. докл. по вопросам энергоснабжения, г. Аахен, 1993, ч. 2. – С. 25–39.
80. Технические средства диагностирования. Справочник [Текст] / под ред. В. В. Ключева. – Москва : Машиностроение, 1989. – 762 с.
81. Поляков, В. С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования [Текст] / В. С. Поляков. – Ленинград : ЛИПКЭн, 1990. – 59 с.
82. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов [Текст] / ОРГРЭС. – Москва, 1995. – 65 с.
83. Скляр, В. Ф. Диагностическое обеспечение энергетического производства [Текст] / В. Ф. Скляр, Р. А. Гуляев. – Киев : Техника, 1985. – 184 с.
84. Таджибаев, А. И. Теория и практика распознавания аномальных состояний электрооборудования [Текст] / А. И. Таджибаев. – Санкт-Петербург, ПЭИПК, 1995. – 60 с.
85. Цветков, В. А. Диагностика мощных генераторов [Текст] / В. А. Цветков. – Москва : «ЭНАС», 1995. – 235 с.
86. Вавилов, В. П. Тепловые методы неразрушающего контроля. Справочник [Текст] / В. П. Вавилов. – Москва : Машиностроение, 1991. – 240 с.
87. Власов, А. Б. Прогнозирование долговечности контактных соединений по данным тепловизионной диагностики [Текст] / А. Б. Власов // Электротехника. – № 12. – 2003. – С. 27–34.
88. Поляков, В. С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования [Текст] / В. С. Поляков. – Ленинград, ЛИПКЭн, 1990. – 59 с.
89. Власов, А. Б. Тепловизионная диагностика в энергетике: достижения и проблемы [Текст] / А. Б. Власов // Электрика. – № 12. – 2002. – С. 27–32.
90. Власов, А. Б. Оценка параметров надежности контактных соединений по данным тепловизионного контроля [Текст] / А. Б. Власов, А. В. Джура // Электротехника. – № 6. – 2002. – С. 2–5.

91. Госсорг, Ж. Инфракрасная термография. Основы, техника, применение [Текст] / Ж. Госсорг. – Москва : Мир, 1988. – 415 с.
92. Драгун, В. Л. Тепловизионные системы в исследованиях тепловых процессов [Текст] / В. Л. Драгун, С. А. Филатов. – Москва : Наука и техника, 1989. – 175 с.
93. Джура, А. В. Параметры надежности контактных соединений по данным тепловизионного контроля [Текст] / А. В. Джура // Электротехника. – № 5. – 2002. – С. 2-5.
94. Green, D. R. Infrared NDT of Electrical Fuel Pin Simulators Used in LMFBR Thermal Hydraulic Tests. / D. R. Green, R. E. Collingham and L. H. Fischer // Materials Evaluation. – Vol. 31, No. 12. – Columbus, OH: American Society for Non-destructive Testing (December 1973). – P. 247–254.
95. Журавлев, А. Н. Технология тепловизионного контроля в диагностике силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / А. Н. Журавлев. – Режим доступа : www.Transformatory.ru.
96. Власов, А. Б. Определение гамма-процентного ресурса контактных соединений по данным тепловизионной диагностики [Текст] / А. Б. Власов // Электротехника. – № 8. – 2003. – С. 25–28.
97. О тепловизионном контроле электротехнического оборудования [Текст] / Д. С. Масленников, А. Г. Константинов, В. Н. Осотов и др. // Электрические станции. – № 11. – 1985. – С. 73–75.
98. Finneson, S. Correlation of Data: Qualitative Thermographic Electrical Inspections/Quantitative Power Quality Surveys – Isolation of Anomalies Generated from Electrical System Integrity vs. System Tolerance to Inadequate 134 Power Quality. ASNT 1996 Fall Conference and Quality Testing Show Paper Summaries [Seattle, WA]. – Columbus, OH: American Society for Nondestructive Testing (1996). – P. 30–32.
99. Власов, А. Б. Методология обследования контактных соединений [Текст] / А. Б. Власов // Электрика. – № 7. – 2002. – С. 36–40.
100. Grover, P. E. Infrared Inspection of Boilers and Process Heaters / P. E. Grover and R. J. Seffrin // Materials Evaluation. – Vol. 49, No. 10. – Columbus, OH: American Society for Nondestructive Testing (October 1991). – P. 1272–1274.
101. Власов, А. Б. Методы статистической обработки данных тепловизионного контроля [Текст] / А. Б. Власов // Электрика. – 2002. – № 10. – С. 32–36.
102. Ishii, T. Study on the Visual Detection of Defects in Divertor Structures for the Fusion Reactor by Means of Infrared Radiometer (Influence of Heating Methods on Visual Detection) / T. Ishii, M. Eto, M. Akiba, T. Inagaki and Y. Okamoto // Journal of the Visualization Society of Japan. – Vol. 18, No. 67. – Tokyo, Japan: Visualization Society of Japan (1997). – P. 36–42.
103. Власов, А. Б. Тепловизионный метод контроля физических параметров высоковольтных вводов [Текст] / А. Б. Власов // Электротехника. – № 4. – 1994. – С. 34–40.
104. Department of JMTR Project. JMTR Handbook. Tokyo, Japan: Japan Atomic Energy Research Institute (1994). – P. 5–14.

105. Electric Utility Service Water System Reliability Improvement. TR-10-154-1. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute (July 1993).
106. Infrared Thermography on Tore-Spra, The French Tokamak on Nuclear Fusion / D. Guilheim, H. Garsin, A. Signeur, A. Schlosser and P. Vandelle // Quantitative Infrared Thermography (QIRT '92) [Châtenay-Malabry, France, July 1992]. Eurotherm Seminar 27, No. 5. – Paris, France : Editions Européennes Techniques et Industries (July 1992). – P. 25–30.
107. Power Deposition to the Facing Components in Tore-Spra / D. Guilheim, M. Chaterier, M. Chappuis, J. Koski and J. Watkins // Journal of Nuclear Materials. Vol. 176 and 177. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Science (April 1994). – P. 240–244.
108. Берман, В. И. Новый способ оценки сопротивлений контактных соединений [Текст] / В. И. Берман, Е. М. Феськов, В. М. Юркевич // Промышленная энергетика. – № 6. – 1999. – С. 24–32.
109. Бойченко, В. И. Контактные соединения токоведущих шин [Текст] / В. И. Бойченко, Н. Н. Дзекцер. – Ленинград : Энергия, 1978. – 144 с.
110. Измайлов, В. В. Влияние повышенных температур на надежность электрических контактов [Текст] / В. В. Измайлов // Сб. науч. тр. – Калинин, 1988. – С. 45–50.
111. Мохов, В. Н. Об измерении переходных сопротивлений в высоковольтном оборудовании [Текст] / В. Н. Мохов // Энергетик. – № 8. – 1997. – С. 24.
112. Сальникова, М. К. Математическая модель процесса старения электрических контактов [Текст] / М. К. Сальникова // Тр. Братского гос. индустриального ин-та. Т. 2. – Братск, 1999. – С. 29–31.
113. Чернявская, Л. Ф. Контактные соединения электрических сетей [Текст] / Л. Ф. Чернявская, М. К. Сальникова // Тр. Братского гос. индустриального ин-та. – Братск, 1998. – С. 192–193.
114. Шпігановіч, А. М. Оцінка безвідмовності вентильних розрядників шляхом попередження розвитку дефектів на ранній стадії [Текст] / А. М. Шпігановіч, А. Б. Косолапов // Електрика. – № 7. – 2003.
115. Бажанов, С. А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств [Текст] / С. А. Бажанов. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2000. – 76 с.
116. Методические указания по применению приборов инфракрасной техники [Текст]. – Москва : ОРГРЭС, 1995. – 396 с.
117. Сазыкин, В. Г. Информационная поддержка внешнего исследования силовых трансформаторов [Текст] / В. Г. Сазыкин // Промышленная энергетика. – 2002. – № 1. – С. 18–25.
118. Технические требования к тепловизорам для диагностики электрооборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://teplovizo.ru/tehnicheskie-trebovaniya-k-teplovizoram.htm>.
119. Диагноз ставит тепловизор [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.magistral-z.com.ua/articles/diagnoz-stavit-teplovizor.html>.

120. Для повышения безопасности движения поездов Донецкая железная дорога использует тепловизор нового поколения [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://cxid.info/dlya-povysheniya-bezopasnosti-dvijeniya-poezdov-doneckaya-jeleznaya-doroga-ispolzuet-teplovizor-novogo-pokoleniya-n45305>.
121. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов / ОРГРЭС. – Москва, 1995. – 65 с.
122. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов [Электронный ресурс] / Л. В. Виноградова, Е. Б. Игнатъев, Ю. М. Овсянников, Г. В. Попов. – Иваново, 2013. – Режим доступа : <http://www.transform.ru/paper.shtml?doc=1642>.
123. Хроматографический анализ трансформаторного масла [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ntc-retec.ru/hromatograficheskiy-analiz-transformatornogo-masla>.
124. Хроматографический анализ растворенных в масле газов. Контроль за состоянием трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://forca.ru/knigi/oborudovanie/kontrol-za-sostoyaniem-transformatorov_5.html.
125. Сви, П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения [Текст] / П. М. Сви. – Москва : Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
126. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання [Текст]. – Київ : ГРИФРЭ, 2007.
127. СОУ-Н МПЕ 40.1.46.301:2006. Перевірка ізоляції трансформаторів струму 330-750 кВ під напругою. Методичні вказівки [Текст]. – Київ : ГРИФРЭ, 2006.
128. Ободовский, В. Д. Прибор для контроля диэлектрических характеристик высоковольтной изоляции под рабочим напряжением [Текст] / В. Д. Ободовский, П. И. Борщев, А. Е. Перепечкин // Техн. электродинамика. – 1999. – № 2. – С.65–69.
129. Борщев, П. И. Селективный измеритель электрических величин на промышленной частоте [Текст] / П. И. Борщев // Техн. электродинамика. – 2005. – № 4. – С.74–78.
130. Кучинский, Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях [Текст] / Г. С. Кучинский. – Москва; Ленинград : Энергия, 1979.
131. ГОСТ 20074-83. Электрооборудование и электроустановки. Методы измерения характеристик частичных разрядов [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1983.
132. Трансформаторы силовые. Измерения частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты. Руководящие технические материалы. Главтрансформатор. РТМ ОАА.688.015 -71.
133. Вдовико, В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования [Текст] / В. П. Вдовико. – Новосибирск : Наука, 2007. – 155 с.

134. Державний стандарт України ДСТУ ISO 9001:2009. Системи управління якістю. Вимоги [Текст]. – На заміну ДСТУ ISO 9001:2001; надано чинності 2009-06-22. – Київ : Держспоживстандарт України, 2009. – 26 с.
135. ГОСТ 28.001-83. Система технического обслуживания и ремонта техники. Основные положения [Текст]. – Москва : Изд-во стандартов, 1984. – 2 с.
136. Липунцов, Ю. П. Управление процессами. Методы управления предприятием с использованием информационных технологий [Текст] / Ю. П. Липунцов. – Москва : ДМК Пресс : Компания АйТи, 2003. – 224 с.
137. Пшенников, В. В. Качество через ТРМ, или О предельной эффективности промышленного оборудования [Текст] / В. В. Пшенников и др. // Методы менеджмента качества. – 2001. – № 10. – С. 5–11.
138. Быков, Ю. М. Процессный подход при внедрении систем менеджмента качества в соответствии со стандартами ИСО серии 9000 [Текст] : учеб. пособие / Ю. М. Быков. – Волгоград : РПК "Политехник", 2004. – 52 с.
139. Державний стандарт України ДСТУ ISO 9001:2009. Системи управління якістю. Вимоги. – На заміну ДСТУ ISO 9001:2001; надано чинності 2009-06-22. – К. : Держспоживстандарт України, 2009. – 26 с.
140. Быков, Ю. М. Процессный подход при внедрении систем менеджмента качества в соответствии со стандартами ИСО серии 9000 [Текст] : учеб. пособие / Ю. М. Быков. – Волгоград : РПК "Политехник", 2004. – 52 с.
141. Мозгалеvский, А. В. Техническая диагностика (Непрерывные объекты) [Текст] / А. В. Мозгалеvский, Д. В. Гаскаров. – Москва : Высшая шк., 1975. – 207 с.
142. Таран, В. П. Диагностирование электрооборудования [Текст] / В. П. Таран. – Киев : Техника, 1983. – 200 с
143. Михлин, В. М. Методические указания по прогнозированию технического состояния машин [Текст] / В. М. Михлин, А. М. Сельцер, А. Я. Маренич. – Москва : Колос, 1972. – 216 с.
144. Кирса, В. И. Прогнозирование технического состояния машин [Текст] / В. И. Кирса. – Киев : Урожай, 1978. – 72 с.
145. Болотин, В. В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций [Текст] / В. В. Болотин. – Москва : Машиностроение, 1984. – 312 с.
146. Авдийский, В. И. Прогнозирование и анализ рисков в деятельности хозяйствующих субъектов [Текст] : монография / В. И. Авдийский, Ш. Р. Курмашов; под общ. ред. М. А. Эскиндарова. – Москва : ФА, 2003. – 392 с.
147. Тарасов, Е. М. Основные подходы к оценке рисков вложения инвестиций в систему организации железнодорожного транспорта [Текст] / Е. М. Тарасов. – Самара : СНЦ РАН, 2010. – 124 с.
148. Алехин, Е.И. Теория риска и моделирование рисковvх ситуаций [Текст] / Е. И. Алехин. – Орел : Изд-во ОГУ, 2008. – 152 с.
149. ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Системы менеджмента качества. Основные положения [Текст]. – Москва : Госстандарт России, 2001. – 27 с.

150. Галкин А. Г. Теоретические принципы построения модели риск-анализа процессов содержания объектов инфраструктуры ОАО «РЖД» [Текст] / А. Г. Галкин, С. А. Митрофанов // Изв. Академии управления: теория, стратегия, инновации: теоретический и научно-методический журнал. – Самара : Изд-во «Самарский муниципальный институт управления», 2011. – № 3 (4). – С. 29–39.
151. Галкин, А. Г. Статистический анализ адекватности оценки состояния контактной сети на филиалах ОАО «РЖД» [Текст] / А. Г. Галкин, С. А. Митрофанов // Инновационный транспорт : научно-публицистическое издание. – Екатеринбург : Изд-во АМБ. – 2011. – № 1(1). – С. 48–54.
152. Веников, В. А. Кибернетические модели электрических систем : учеб. пособие для вузов [Текст] / В. А. Веников, О. А. Суханов. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 328 с.
153. Зарубин, В. С. Математическое моделирование в технике [Текст] / МГТУ им. Н. Э. Баумана; под. ред. В. С. Зарубина, А. П. Крищенко. – Москва, 2001. – 496 с.
154. Клейн, Д. Ж. Статистические методы в имитационном моделировании [Текст] / Д. Ж. Клейн. – Москва : Статистика, 1978. – 251 с.
155. Райбман, Н. С. Построение моделей процессов производства [Текст] / Н. С. Райбман, В. М. Чадеев. – Москва : Энергия, 1975. – 375 с.
156. Чхартишвили, Г. С. Идентификация динамических объектов. Автоматическое управление [Текст] / Г. С. Чхартишвили, В. И. Доценко. – Москва : МЭИ, 1980. – 40 с.
157. Эйкхофф, П. Основы идентификации систем управления. Оценивание параметров и состояния [Текст] / П. Эйкхофф. – Москва : Мир, 1975. – 680 с.
158. Многомерный статистический анализ в экономике : учеб. пособие для вузов / Л. А. Сошникова, В. Н. Тамашевич, Г. Узбе, М. Шеффер; под ред. проф. В. Н. Тамашевича. – Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 1999. – 598 с.
159. Семенычев, В. К. Информационные системы в экономике. Эконометрическое моделирование инноваций. Ч. 1 [Текст] : учеб. пособие / В. К. Семенычев, Е. В. Семенычев. – Самара : Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2006. – 217 с.
160. Бусленко, В. Н. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем [Текст] / В. Н. Бусленко. – Москва : Наука, 1977. – 240 с.
161. Болотин, В. В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций [Текст] / В. В. Болотин. – Москва : Машиностроение, 1984. – 312 с.
162. Хомутов, О. И. Прогнозирование остаточного ресурса электродвигателя при отсутствии достаточной информации об условиях его эксплуатации [Текст] / О. И. Хомутов, Д. А. Свистелко, А. А. Грибанов // Ползуновский альманах. – 2004. – № 1. – С. 3–4.
163. Кокс, Д. Р. Анализ данных типа времени жизни [Текст] / Д. Р. Кокс, Д. Оукс. – Москва : Финансы и статистика, 1988. – 192 с.
164. Кокс, Д. Р. Теория восстановления [Текст] / Д. Р. Кокс, В. Л. Смит. – Москва : Сов. радио, 1967. – 299 с.

165. Селиванов, А. И. Основы теории старения машин [Текст] / А. И. Селиванов. – Москва : Машиностроение, 1970. – 408 с.
166. Барзилович, Е. Ю. Эксплуатация авиационных систем по состоянию (элементы теории) [Текст] / Е. Ю. Барзилович, В. Ф. Воскобоев. – Москва : Транспорт, 1981. – 197 с.
167. Смирнов, Н. Н. Обслуживание и ремонт авиационной техники по состоянию [Текст] / Н. Н. Смирнов, А. А. Ицкович. – Москва : Транспорт, 1987. – 272 с.
168. Вентцель, Е. С. Исследование операций [Текст] / Е. С. Вентцель. – Москва : Сов. радио, 1972. – 552 с.
169. Кунцевич, В. М. Управление в условиях неопределенности: гарантированные результаты в задачах управления и идентификации [Текст] / В. М. Кунцевич. – Киев : Наук. думка, 2006. – 264 с.
170. Цыпкин, Я. З. Основы информационной теории идентификации [Текст] / Я. З. Цыпкин. – Москва : Наука, 1984. – 210 с.
171. Льюнг, Л. Идентификация систем. Теория для пользователя [Текст] / Л. Льюнг. – Москва : Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1991. – 432 с.
172. Soderstrom, T. System identification / T. Soderstrom, P. Stoica. – London : Prentice-Hall International Hemce Hempstead, 1989. – 198 p.
173. Overschee van, P. Subspace identification for linear systems / P. van Overschee, B. de Moor. – Dordrecht: Kluwer Academ. Publ., 1996. – 76 p.
174. Куржанский, А. Б. Управление и наблюдение в условиях неопределенности [Текст] / А. Б. Куржанский. – Москва : Наука, 1977. – 456 с.
175. Черноусько, Ф. Л. Игровые задачи управления и поиска [Текст] / Ф. Л. Черноусько, А. А. Меликян. – Москва : Наука, 1978. – 270 с.
176. Кунцевич, В. М. Синтез оптимальных и адаптивных систем управления [Текст] / В. М. Кунцевич, М. М. Лычак. – Киев : Наук. думка, 1985. – 245 с.
177. Черноусько, Ф. Л. Оценивание фазового состояния динамических систем [Текст] / Ф. Л. Черноусько. – Москва : Наука, 1988. – 320 с.
178. Рябинин, И. А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем [Текст] / И. А. Рябинин. – Санкт-Петербург : Политехника, 2000.
179. Можаяев, А. С. Современное состояние и некоторые направления развития логико-вероятностных методов анализа систем [Текст] / А. С. Можаяев // Теория и информационная технология моделирования безопасности сложных систем. – Санкт-Петербург : ИПМАШ РАН, 1994. – Вып. 1. – С. 23–53.
180. Петухов, И. С. Автоматизированная система структурно-логической оценки показателей надежности и риска объектов энергетики [Текст] / И. С. Петухов // Проблемы информатики в образовании, управлении, экономике и технике : сб. ст. IV Всерос. науч.техн. конф. Пенза, 2004. – С. 154–156.
181. Буч, Г. Объектно-ориентированное проектирование с примерами применения [Текст] / Г. Буч. – Киев : Диалектика; Москва : АО «ИВК», 1992. – 519 с.
182. Marketz, M. Maintenance Strategies for Distribution Networks / M. Marketz, J. Polster, M. Muhr // Proc. 14th International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, 2005. – Paper F-55.

183. Пригожин, И. Современная термодинамика. От тепловых двигателей до диссипативных структур [Текст] / И. Пригожин, Д. Кондепури. – Москва : Мир, 2002. – 464 с.
184. Неймарк, Ю. И. Динамические системы и управляемые процессы [Текст] / Ю. И. Неймарк. – Москва : Наука, 1978. – 336 с.
185. Неймарк, Ю. И. Динамика неголономных систем [Текст] / Ю. И. Неймарк, Н. А. Фуфаев. – Москва : Наука, 1967. – 520 с.
186. Божокин, С. В. Фракталы и мультифракталы [Текст] / С. В. Божокин, Д. А. Паршин. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 128 с.
187. Кроновер, Р. М. Фракталы и хаос в динамических системах. Основы теории [Текст] / Р. М. Кроновер. – Москва : Постмаркет, 2000. – 352 с.
188. Морозов, А. Д. Введение в теорию фракталов [Текст] / А. Д. Морозов. – Москва; Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 2002. – 160 с.
189. Федер, Е. Фракталы [Текст] / Е. Фидер. – Москва : Мир, 1991. – 254 с.
190. Справочник по теории автоматического управления [Текст] / под ред. А. А. Красовского. – Москва : Наука, 1987. – 712 с.
191. Бусленко, Н. П. Лекции по теории сложных систем [Текст] / Н. П. Бусленко, В. В. Калашников, И. Н. Коваленко. – Москва : Сов. радио, 1973. – 440 с.
192. Цвиркун, А. Д. Основы синтеза структуры сложных систем [Текст] / А. Д. Цвиркун. – Москва : Наука, 1982. – 200 с.
193. Месарович, М. Теория иерархических многоуровневых систем [Текст] / М. Месарович, Д. Мако, И. Такахара. – Москва : Мир, 1973. – 344 с.
194. Технологічні карти поточного ремонту обладнання тягових підстанцій залізниць. – Київ, 2013. – 243 с.
195. Application of Reliability Centred Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants: IAEA-TECDOC-1590. – Vienna : IAEA, 2007. – 94 p.
196. Матусевич, О. О. Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій електрифікованих залізниць [Текст] / О. О. Матусевич // Гірничя електромеханіка та автоматика. Науково-технічний збірник. – 2014. – № 92. – С. 31–36.
197. ГОСТ 26291-84. Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей [Текст]. – [Ограничение срока действия отменено ИУС 11.12.94 г.]. – Москва : Изд-во стандартов, 1987. – 14 с.
198. Надежность в технике. Модели отказов. Основные положения [Текст] : ДСТУ 3433-96 (ГОСТ 27.005-97) – Киев : Изд-во стандартов, 1997. – 46 с.
199. Applications of probabilistic safety assessment (PSA) for nuclear power plants: IAEA-TECDOC-1200. – Vienna : IAEA, 2001. – 96 p.
200. Анализ опыта внедрения методики RIISI на АЭС США [Текст]: отчет по этапу 2 задачи № 7.1 к договору № NRA-01/05-00. – Киев : ГП «ГНТЦ ЯРБ», 2001. – 51 с.

201. Надежность техники. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным [Текст] : ДСТУ 3004-95. – Киев : Изд-во стандартов, 1995. – 56 с.
202. Проект внедрения ЕАМ-системы на «Волжском гидроэнергетическом каскаде». Группа компаний «Современные технологии» [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа : [<http://www.sov-tech.ru/synergy/eam>].
203. Библиотека типовых показателей эффективности [Электронный ресурс]. – 2008 – Режим доступа : [http://www.qpronline.ru/solutions/kpi_library.php].
204. Управление основными фондами предприятия «ComputerWorld-Украина» [Электронный ресурс], N 11, 19-25 марта 2003. – Режим доступа : [<http://www.liga.net/smi/show.html?id=65841>].
205. Пример исследования, проведенного компанией ARC [Электронный ресурс]. – 2003. – Режим доступа : [www.vestco.ru/files].
206. Lawson insight. EAM-Focused ERP [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа : [www.manufacturing.net/uploadedFiles/Mnet/White_Papers/Lawson_EAM_Focused_ERP_Insight\(2\).pdf](http://www.manufacturing.net/uploadedFiles/Mnet/White_Papers/Lawson_EAM_Focused_ERP_Insight(2).pdf).
207. Сокращение простоев и снижение затрат на поддержание оборудования и транспортных средств в рабочем состоянии [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа : [<http://www.ifsruussia.ru/eam.htm>].
208. Society for Maintenance & Reliability Professionals [Электронный ресурс]. – 2006 – Режим доступа : [<http://www.smrp.org>].
209. Репин, С. В. Концепция эффективности эксплуатации строительных машин [Текст] / С. В. Репин // Строительные и дорожные машины. – 2007. – № 2. – С. 27–31; № 4. – С. 21–25.
210. Кизим, А. В. Задачи и методы поддержки ТО и Р оборудования на протяжении его жизненного цикла [Текст] / А. В. Кизим // Известия ВолгГТУ. Серия «Актуальные проблемы управления, вычислительной техники и информатики в технических системах». Вып. 13 : межвуз. сб. науч. ст. / ВолгГТУ. – Волгоград, 2012. – № 4 (91). – С. 55–59.
211. Гречко, О. Н. Повреждаемость маслонаполненных трансформаторов тока 110–750 кВ и меры по повышению их надежности в эксплуатации [Текст] / О. Н. Гречко, А. Ф. Курбатова, В. А. Родионов // Новое в российской электроэнергетике. – Москва : Энерго-пресс, 2003. – Вып. 2. – С. 30–43.
212. Sun, Huo-Ching Fault Diagnosis of Power Transformers Using Computational Intelligence: A Review / Huo-Ching Sun , Yann-Chang Huang , Chao-Ming Huang // Energy Procedia. – 2012. – no.14. – P. 1226–1231.
213. Gokenbach, E. Condition monitoring and diagnosis of power transformers / E. Gokenbach, H. Borsi // Intern. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis. – 2008. – P. 21–24.
214. Смекалов, В. В. Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / В. В. Смекалов, А. П. Долин, Н. Ф. Першина // SIGRE2002. – 2011. – 18 марта. – 10 с. – Режим доступа : <http://www.ts-electro.ru/publication.php?k=2>. – Загл. с экрана.

215. Правила організації технічного обслуговування і ремонту систем та обладнання атомних електростанцій [Текст] : СОУ-Н ЯЕК 1.010:2008. – Офіц. вид. – Київ : ДП НАЕК «Енергоатом», Міністерство палива та енергетики України, 2008. – 116 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Правила).
216. Загальні положення безпеки атомних станцій [Текст] : НП 306.2.141-2008. – Київ : Держатомрегулювання України, 2008. – 25 с.

ЗМІСТ

ОСНОВНІ УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ.....	3
ПЕРЕДМОВА	4
РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПРОБЛЕМИ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	7
1.1. Загальне формулювання проблеми.....	7
1.2. Організація технічного обслуговування і ремонту техніки	12
1.2.1. Показники системи технічного обслуговування і ремонту.....	13
1.2.1.1. Терміни та визначення показників системи ТО і Р.....	15
1.2.1.2. Розрахунок показників технічного обслуговування і ремонтів ТП.....	17
1.2.2. Експлуатаційна технологічність ТП.....	24
1.2.2.1. Показники експлуатаційної технологічності.....	24
1.2.2.2. Розрахунок узагальнених показників експлуатаційної технологічності при ТО і Р.....	30
1.2.2.3. Оцінка та аналіз показників експлуатаційної технологічності	34
1.3. Види технічного обслуговування і ремонту ТП.....	35
1.4. Досвід експлуатації силового електрообладнання ТП електрифікованих залізниць України.....	45
1.5. Методи технічного обслуговування і ремонту ТП	61
1.6. Основні положення планово-запобіжного ремонту електрообладнання ТП.....	65
1.6.1. Обґрунтування необхідності вдосконалення системи планово-запобіжного ремонту ТП	70
1.7. Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання з урахуванням фактичного технічного стану	76
РОЗДІЛ 2. ПОНЯТТЯ ТА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ТЕХНІЧНОГО ОБ'ЄКТА ТП.....	83
2.1. Система стандартів «Надійність у техніці»	84
2.1.1. Спостереження за показниками надійності	87
2.2. Показники надійності та методи їх визначення	88
РОЗДІЛ 3. ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	97
3.1. Класифікація експлуатаційних ушкоджень і відмов електрообладнання ТП.....	102
3.2. Методологія підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання ТП.....	104

РОЗДІЛ 4. СУЧАСНІ МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	119
4.1. Показники контролепридатності електрообладнання	120
4.2. Показники діагностування електрообладнання ТП	125
4.2.1. Ймовірність помилки діагностування електрообладнання	125
4.2.2. Ймовірність правильного діагностування й апостеріорна ймовірність помилки діагностування електрообладнання	127
4.2.3. Середня тривалість, середні трудовитрати й середня вартість діагностування електрообладнання	128
4.3. Техніко-технологічні підходи до побудови системи технічного діагностування ТП	130
4.4. Алгоритм діагностики та засоби контролю технічного стану електрообладнання	139
4.4.1. Засоби контролю технічного стану електрообладнання	142
4.4.2. Технічні вимоги до засобів діагностування	145
4.4.3. Методи діагностування електрообладнання	148
4.4.3.1. Тепловізійний моніторинг	148
4.4.3.2. Метод хроматографічного контролю маслonaповненого обладнання	155
4.4.3.3. Метод контролю діелектричних характеристик ізоляції	164
4.4.3.4. Метод контролю розрядів в ізоляції високовольтного обладнання	169
4.4.3.5. Електрофізичний метод контролю	173
4.5. Процесно-орієнтований підхід діагностування обладнання тягових підстанцій	174
4.6. Застосування методів прогнозування технічного стану при експлуатації електрообладнання тягової підстанції	177
РОЗДІЛ 5. РИЗИК-АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	180
5.1. Процес управління ризиками	180
5.2. Математична модель ризик-аналізу стану силового обладнання ТП	185
5.3. Методика проведення ризик-аналізу стану обладнання тягових мереж ...	193
РОЗДІЛ 6. СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ	199
6.1. Методологія моделювання складних систем	199
6.2. Модель оцінки технічного стану обладнання тягових підстанцій та прогнозування залишкового ресурсу	210
6.3. Моделювання впливу термінів обслуговування на експлуатаційну надійність ТП та витрати з ТО і Р	219
6.4. Стратегії ТО і Р пристроїв тягових підстанцій за фактичним технічним станом	230

РОЗДІЛ 7. МЕТОДОЛОГІЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ СИСТЕМИ ТО І Р ТА ДІАГНОСТУВАННЯ ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ	244
7.1. Обґрунтування необхідності автоматизації робіт з ремонту й технічного обслуговування основного силового обладнання ТП.....	244
7.2. Аналіз функціональності сучасних АСУ технологічних процесів	249
7.3. Модель підвищення ефективності виконання робіт з технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій	254
7.4. Управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання тягових підстанцій СТЕ	257
7.4.1. Реалізація локальної системи автоматизації процесів технічного обслуговування та ремонту обладнання ТП СТЕ.....	259
7.5. Концепція моніторингу та діагностування основного силового електрообладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць	267
ВИСНОВКИ	275
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	278

ДЛЯ НОТАТОК

ДЛЯ НОТАТОК

ДЛЯ НОТАТОК

Наукове видання

Матусевич Олександр Олександрович

Удосконалення методології системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій

Монографія

Редактор *О. О. Котова*

Комп'ютерна верстка і дизайн автора

Формат 60×84 $\frac{1}{16}$. Ум. друк. арк. 17,44. Обл.-вид. арк. 17,51.

Тираж 500 пр. Зам. № ____.

Адреса видавництва та дільниці оперативної поліграфії:

Дніпропетровський національний університет
залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна
вул. Лазаряна, 2, м. Дніпропетровськ, 49010.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 1315 від 31.03.2003