

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
Кафедра автоматизації технологічних процесів і виробництв

Пояснювальна записка

до дипломної роботи

магістра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ
ТЕЛЕМЕХАНІЧНОГО УПРАВЛІННЯ РОЗПОДІЛЬЧИМ ПРИСТРОЄМ
35/10/6 кВ»

Виконав: студент VI курсу, групи КАмз-61,
спеціальності

151 – Автоматизація та комп'ютерно-
інтегровані технології

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Корольов Артур Сергійович

(прізвище та ініціали)

Керівник Трембач Р.Б.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Козбур І.Р.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Стухляк П.Д.

(прізвище та ініціали)

Тернопіль – 2019 рік

АНОТАЦІЯ

У дипломній роботі приведено результати теоретичних досліджень для вирішення науково-технічного завдання, яке полягає в побудові моделі оптимізованого телемеханічного управління розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ з метою підвищення експлуатаційних показників його роботи.

Ключові слова: електрична мережа, телемеханічна система, силовий трансформатор, лінія електропередачі, електротехнічне обладнання.

ANNOTATION

In the diploma paper the results of theoretical researches for solving the scientific and technical task, which consists in the construction of a model of optimized telemechanical control of a 110/35/10 kV switchgear in order to increase the operational performance of its operation.

Key words: electrical network, telemechanical system, power transformer, power line, electrical equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	11
1.1 Законодавчі аспекти управління електроенергетикою	11
1.2 Електротехнічне обладнання відкритого розподільчого пристрою 100/35/10 кВ	15
1.3 Застосування телеметричних систем у енергетичній галузі.....	23
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА.....	27
2.1 Завдання системи телемеханіки у відкритому розподільчому пристрої 100/35/10 кВ	27
2.2 Обґрунтування вибору напрямку дослідження.....	29
2.3 Розробка методики оптимізації роботи автоматичної системи діагностики ЛЕП.....	33
2.4 Висновки до розділу.....	38
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	39
3.1 Розробка оптимізованої автоматичної системи діагностики і керування обладнанням розподільчого пристрою	39
3.2 Оптимізація системи моніторингу та телемеханічного управління ЛЕП, які приєднані до розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.....	40
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	50
4.1 Оптимізація роботи обладнання для діагностики роботи трансформаторів розподільчого пункту.....	50
4.2 Висновки до розділів 3, 4	65
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	66
5.1 Розрахунок параметрів основних трансформаторів розподільчого пристрою, що оптимізуються автоматичною системою керування	66

5.2 Розрахунок характеристик трансформаторів власних потреб розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.....	71
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	74
6.1 Економічна ефективність телемеханічного управління та системи моніторингу силових трансформаторів у розподільчих пристроях 110/35/10 кВ	74
6.2 Розрахунок капіталовкладень при введенні у дію системи телемеханічного управління відкритим розподільчим пристроєм.....	77
6.3 Розрахунок щорічних витрат на обслуговування та обладнання розподільчого пристрою 100/35/10 кВ.....	78
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	80
7.1.1 Характеристика ділянки електричної мережі напругою 100/35/10 кВ з точки зору охорони праці	80
7.1.2 Розрахунок занулення експериментальної ділянки.....	82
7.2 Безпека в надзвичайних ситуаціях	86
8 ЕКОЛОГІЯ	91
8.1 Актуальність екології і охорони навколишнього середовища.....	91
8.2 Заходи, щодо усунення шкідливих викидів речовин в атмосферу	93
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	97
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	99

ВСТУП

Планомірному підйому економіки нашої держави сприяє розвиток електричних мереж, пов'язаних з ними розподільчих пристроїв, що змінюють параметри електроенергії, яка передається від генеруючих підприємств до споживачів. Нагальність цього питання пов'язана з тим, що діючі мережі в деяких випадках вже вичерпали свій ресурс, розвивалися випадково і тому мають складну конфігурацію, яка іноді порушує надійність живлення споживачів. У таких умовах введення в дію нових підстанцій потребує попереднього ретельного дослідження стану існуючої мережі і виявлення можливості приєднання до неї додаткових споживачів. Максимальне використання мереж, які вже функціонують, при їх розвитку дає можливість значно заощадити обмежені капітальні вкладення, але, з іншого боку, додаткове завантаження мережі веде до збільшення втрат електроенергії, обмеженню в забезпеченні споживачів потрібною кількістю електроенергії. Крім того, це може викликати порушення технічних норм щодо якості електроенергії, особливо в мережах 100, 35, 10 кВ.

Таким чином, обрання кращого варіанту розвитку мережі виконується на підставі детального техніко-економічного аналізу. При його виконанні слід враховувати нові економічні умови, в яких енергетичні об'єкти вже перебувають не лише у державній, а й частково приватній власності. Фірми-володарі електричних мереж дозволять приєднання нових підстанцій до них тільки в тих випадках, коли це не зменшить їх прибуток від основної діяльності, а в перспективі – мало б підвищити його. При цьому повинні виконуватися вимоги забезпечення достатнього рівня надійності і безперервності електропостачання споживачів, потрібної гнучкості схеми, яка забезпечує її пристосованість до різних режимів розподілу потужності, в тому числі при аварійних і планових відключеннях.

Актуальність теми. Актуальність роботи визначається підвищеними вимогами до систем телемеханічного управління відкритими

розподільчими пристроями, а саме до моніторингу та діагностики великої кількості різних за своєю природою параметрів, якими характеризується робота розподільчого пристрою в цілому та окремих його частин (силових, вимірювальних трансформаторів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги, вимикачів, різноманітних лічильників, що ведуть облік енергоресурсів, датчиків, які контролюють працездатність обладнання розподільчого пристрою тощо) і необхідністю енергозбереження при забезпеченні належної якості електроенергії, яка подається споживачам.

Тому дослідження, спрямовані на аналіз режимів роботи розподільчими пристроями, розробку методів їх функціонального діагностування, управління роботою розподільчих пристроїв методами телемеханіки і на підставі цього розробку моделей телемеханічного керування розподільчими пристроями різної напруги, дозволять підвищити їх експлуатаційну надійність.

Мета і завдання дослідження. *Метою* дослідження є оптимізація роботи пункту телемеханічного управління та діагностики роботи відкритого розподільчого пристрою 100/35/10 кВ з можливістю застосування такої оптимізаційної моделі телемеханічного керування на практиці.

Завдання дослідження:

1. Дослідити процеси роботи на можливість оптимізації параметрів діагностики окремих частин розподільчого пристрою 100/35/10 кВ.
2. Розробити модель оптимізованого функціонального діагностування компонентів, що входять у склад розподільчого пристрою та ліній електропередач, які до нього під'єднані.
3. Оптимізувати моделі телемеханічного управління роботою розподільчого пристрою 100/35/10 кВ.

Об'єкт дослідження – електричні процеси, що відбуваються в пункті телемеханічного управління та моніторингу при роботі розподільчого пристрою 100/35/10 кВ та в лініях електропередач, під'єднаних до нього.

Предмет дослідження – закономірності процесів роботи пункту телемеханічного керування розподільчим пристроєм 100/35/10 кВ та лініях електропередач, під'єднаних до нього.

Методи дослідження. Процеси контролю робочих параметрів складових елементів розподільчого пристрою 100/35/10 кВ моделювалися із застосуванням схем заміщення, операторного методу розв'язку алгебраїчних та диференціальних рівнянь, матричного розрахунку. Визначення поточного технічного стану трансформаторів в експериментальних дослідженнях проводилися непрямим методом, шляхом зчитування показників давачів, встановлених на складових елементах розподільчого пристрою та ліній електропередач, під'єднаних до нього. Обчислення теоретичних залежностей і обробка експериментальних даних проводилися математично-статистичним методом із застосуванням пакету програм «Microsoft Office» і програмного забезпечення «Maple», «MathCad».

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Отримано подальший розвиток теорії моделювання телемеханічного управління роботою розподільчих пристроїв 100/35/10 кВ, оптимізації процесів дистанційного контролю параметрів та виявлення і попередження можливих аварійних ситуацій.
2. На основі розробленої моделі пункту телемеханічного управління розподільчим пристроєм 100/35/10 кВ, можна проектувати роботу згаданих розподільчих пристроїв, діагностувати і контролювати параметри його компонентів.
3. На базі отриманих математичних моделей розроблені комп'ютерні програми розрахунків параметрів пристроїв діагностування та попередження аварійних ситуацій, що можуть виникати при роботі складових частин розподільчого пристрою 100/35/10 кВ.

Практичне значення отриманих результатів

1. Можливість дистанційного отримання інформації про поточний технічний стан трансформаторів та інших складових розподільчого пристрою, причини і дефекти, що зумовлюють погіршення стану всього технологічного обладнання.
2. Розроблено математичну модель для контролю функціонування та діагностики роботи розподільчого пристрою в цілому в експлуатаційних умовах.
3. Вдосконалена методика виявлення та попередження часткових розрядів, які приводять до виходу з ладу ліній електропередач, приєднаних до розподільчого пристрою.

Апробація результатів магістерської роботи.

Основні положення роботи і її результати доповідалися на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 27-28 листопада 2019 р. (Тернопіль 2019 р.)

Публікації.

За результатами виконаних досліджень опубліковано тези доповіді Корольов А., Трембач Р., Чубатий Ю. Оптимізація роботи пункту телемеханічного управління розподільчим пристроєм 100/35/10 кВ. Матеріали VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», (Тернопіль, 27-28 листопада 2019.) – Тернопіль: ТНТУ, 2019. Том III, С. 42.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1. Законодавчі аспекти управління електроенергетикою

На стан економіки в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівня життя людей вирішальний вплив має рівень розвитку енергетики. Електроенергетика, як одна з провідних частин енергетики в цілому, в залежності від способу виробництва енергії для свого постійного функціонування, використовує природні та людські ресурси країни. Серед природніх найчастіше виділяють:

землю, як просторовий базис, що є головною умовою для розміщення об'єктів електроенергетики, тобто ділянки суші та водні території;

природні корисні копалини (вуглеводні, органічне паливо), а саме кам'яне, буре вугілля, нафту, мазут, природний газ, інші горючі матеріали;

сировину для виробництва ядерного палива (уранові і цирконієві руди);

поверхневі води (води річок, водосховищ, технологічних ставків);

геотермальні води (використання теплоти надр Землі);

атмосферне повітря (як необхідний компонент для згоряння палива в теплоенергетиці та джерело енергії у вітроенергетиці);

сонячне світло (енергію сонячного випромінювання для отримання електричної енергії).

Під людськими ресурсами розуміють інтелектуальні здібності і фізичну працю наукового, адміністративного та інженерно-технічного персоналу.

В електроенергетиці, як значного споживача природних сировинних ресурсів, слід дотримуватися положень, які закладені в статті 13 Конституції України [1]. Цими положеннями визначено, що земля, її надра, атмосферне повітря, водні та інші природні ресурси, які знаходяться в межах території України, природні ресурси її континентального шельфу, особливої

(морської) економічної зони є об'єктами права власності Українського народу. Від імені українського народу права власника здійснюють органи державної влади та органи місцевого самоврядування. Держава забезпечує право власності усіх суб'єктів господарювання та захист їх прав.

Згідно статті 6 Закону України „Про електроенергетику” [2] об'єкти електроенергетики можуть перебувати у різних формах власності крім тих, що не підлягають приватизації відповідно до законодавства.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергетична система України (рис. 1.1), яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Закон України „Про електроенергетику” у першій статті приводить визначення об'єднаної енергетичної системи України – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом.

Електроенергетична система транспортує електроенергію високої напруги магістральними і міждержавними повітряними лініями електропередачі від електрогенеруючих об'єктів – електростанцій до мереж електропостачання як на внутрішньому так і на зовнішньому ринку споживання електроенергії. Обслуговує магістральні та міждержавні повітряні лінії (ПЛ) електропередачі та силові підстанції на них (ПС) Національна енергетична компанія „УКРЕНЕРГО”.

В оперативному управлінні компаній перебувають місцеві (локальні) електромережі – районні електромережі, розподільчі повітряні і кабельні лінії електропередачі напругою 0,4 – 10 кВ та 35 – 110-150 кВ загальною протяжністю до 1 млн. км, близько 200 тис. понижуючих і трансформаторних підстанцій, розподільні пункти та пристрої, а також місцеві гідроелектростанції малої потужності, які побудовані переважно у 50-60-х роках минулого століття.

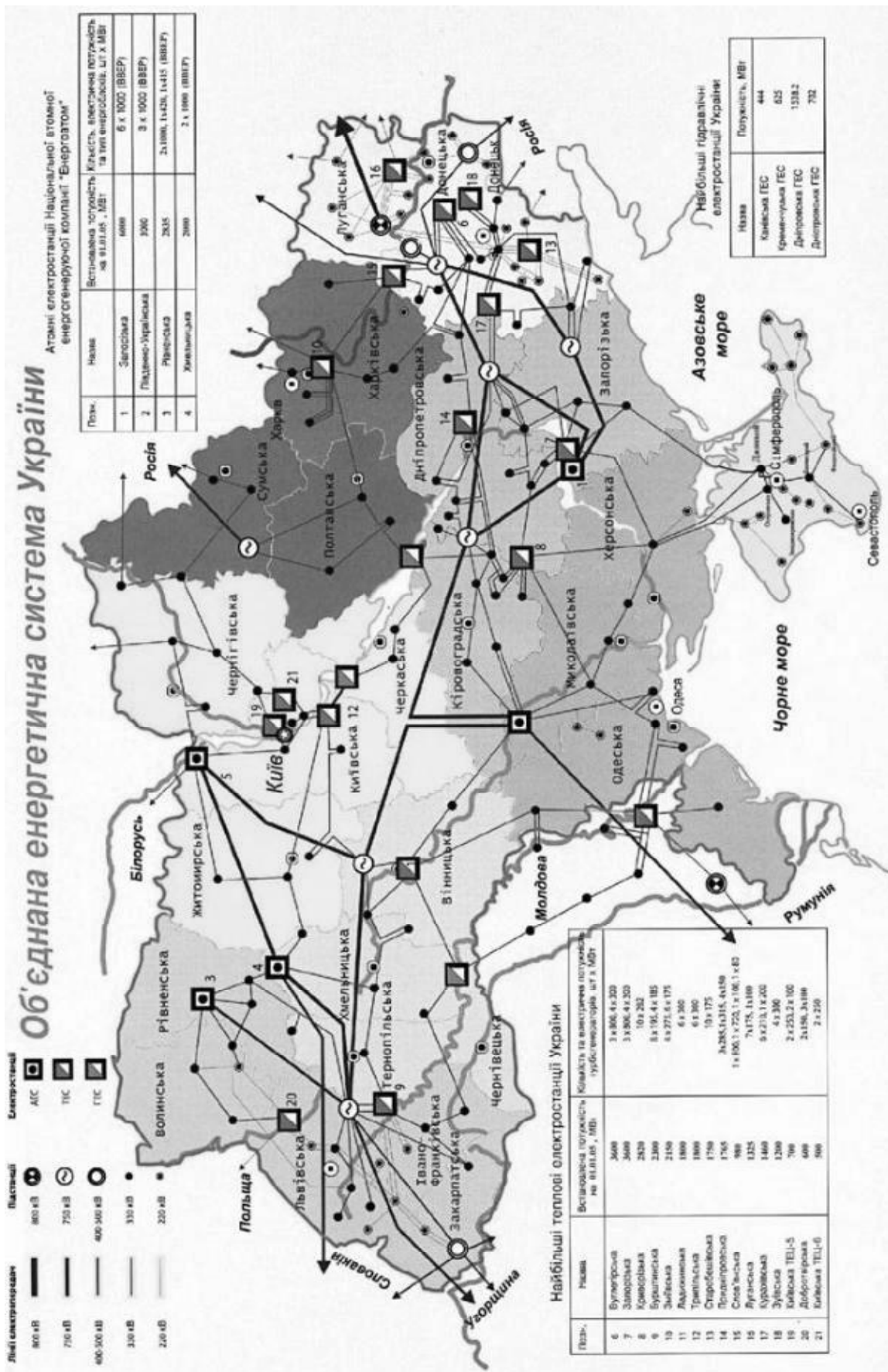


Рисунок 1.1 - Об'єднана енергетична система України.

Електроенергетична галузь України розвивається відповідно до „Енергетичної стратегії України на період до 2030 року”, схваленої

розпорядженням Кабінету Міністрів України у березня 2006 р. №145-р. Одними з основних цілей згаданої стратегії є:

- § забезпечення енергетичної безпеки держави;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій;
- § інтеграція Об'єднаної енергосистеми України до Європейської енергосистеми ENTSO-E (Європейська мережа системних операторів з передачі електроенергії) з послідовним збільшенням експорту електроенергії.

Паралельна робота з енергосистемою ENTSO-E в сучасних умовах (приєднання до ENTSO-E енергосистем Балканських країн разом з Румунією та Болгарією) потребує проектного опрацювання нових принципів протиаварійного управління.

Потребують повної та часткової заміни близько 60% спрацьованого обладнання підстанцій 10-750 кВ, реконструкції більше 100 підстанцій напругою 220-750 кВ, термін експлуатації яких за відповідними періодами розвитку перевищить 30 і більше років, із заміною понад 200 одиниць потужного трансформаторного та реакторного обладнання напругою 220-750 кВ, та іншого високовольтного обладнання.

Передбачається також реконструкція пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики із заміною їх на сучасні, побудовані на мікропроцесорній базі.

Розвиток та реконструкцію магістральних електричних мереж передбачено виконувати сукупно з системами телекомунікацій, які виконуються на базі оптико волоконних мереж, що дозволить впроваджувати сучасні функціональні системи АСУ ТП, АСДУ, АСУП, для забезпечення надійного транспортування електроенергії відповідно до вимог інтеграції України до Європейського співтовариства.

Загальний обсяг необхідних капітальних вкладень для поетапної реалізації програми розвитку магістральних електричних мереж до 2030 року становитиме 47,5 млрд. грн.

Тому тематика дипломної роботи є актуальною не лише з технічної точки зору, а й для перспективного використання її результатів в організаційно–економічному аспекті.

Слід констатувати, що енергетика в нашій країні має першочергове значення для економічної незалежності та державної безпеки. Визнаючи стратегічне значення енергетичної галузі для держави, необхідно відмітити, що до цього часу даній галузі не надано належних пріоритетів у її розвитку, особливо, на законодавчому рівні.

1.2. Електротехнічне обладнання відкритого розподільчого пристрою 100/35/10 кВ.

До основного обладнання відкритого розподільчого пристрою 100/35/10 кВ можуть входити трансформатори, автотрансформатори, трансформатори напруги чи струму, трансформатори власних потреб, роз'єднувачі, вимикачі, обмежувачі перенапруги.

Коротко охарактеризуємо це електротехнічне обладнання.

У літературі під поняттям „трансформатор” розуміють пристрій для перетворення параметрів напруг і струмів (амплітуд, фаз). За визначенням [3] трансформатор – статичний електромагнітний пристрій, що має дві або більше індуктивно зв'язані обмотки і призначений для перетворення за допомогою явища електромагнітної індукції однієї або кількох систем (напруг) змінного струму в одну або декілька інших систем (напруг) змінного струму без зміни частоти системи (напруги) змінного струму.

Трансформатори широко застосовуються в лініях електропередач, в розподільних та побутових пристроях. При високій напрузі й малій силі струму передача електроенергії відбувається з меншими втратами. Тому,

зазвичай лінії електропередач є високовольтними. Водночас побутові й промислові електричні машини вимагають великої сили струму й малої напруги, тому перед споживанням електроенергії перетворюється в низьковольтну.

У роботі будуть використовуватися наступні види трансформаторів: силові, автотрансформатори, через це більш детально зупинимося саме на цих різновидах.

Силовий трансформатор – стаціонарний прилад з двома або більше обмотками, який за допомогою електромагнітної індукції перетворює систему змінної напруги та струму в іншу систему змінної напруги та струму, як правило, різних значень при тій же частоті з метою передачі електроенергії без зміни її потужності при передаванні [3, 4].

Силовий трансформатор використовується для перетворення параметрів електричної енергії в електричних мережах і устаткуванні, що застосовуються для приймання та споживання електричної енергії [3]. Силовий трансформатор застосовується у складі комплексних трансформаторних підстанцій для пониження напруги при подачі електроенергії населеним пунктам.

Термін „силовий” вказує на роботу даного виду трансформаторів з великими потужностями. Необхідність застосування силових трансформаторів зумовлена різною величиною робочих напруг ліній електропередач (35...750 кВ), міських електромереж (як правило 6...10 кВ), напруги що подається кінцевим споживачам (0,4 кВ, вони ж 380/220 В) та напруги, необхідної для роботи електромашин і електроприладів (у досить широкому діапазоні від одиниць вольт до сотень кіловольт).

Силові трансформатори поділяються на сухі, найчастіше використовуються в електромережах і в джерелах живлення різних приладів, і масляні, що працюють при напругах від 6 кВ і вище. Масляні трансформатори відрізняються від сухих тим, що як ізоляційне та охолоджувальне середовище застосовується спеціальна трансформаторна олива. Силові масляні трансформатори переважно призначаються для пониження напруги електромереж.

До основних конструктивних елементів силового трансформатора належать обмотки, що намотані на шихтоване осердя (магнітопровід) з пластин електротехнічної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм. Обмотки, виконані з проводу прямокутного або круглого перерізу концентрично розташовані на стрижні магнітопроводу та ізолювані кабельним папером. Обмотки нижчої напруги розміщують ближче до стрижня, а обмотки вищої напруги – над ними. Для забезпечення умов охолодження між обмотками залишають канал шириною 5-8 мм. Магнітопровід з обмотками встановлений у спеціальний бак (для випадку масляних трансформаторів). Конструкція бака визначається потужністю трансформатора та умовами його охолодження. Тому в експлуатації зустрічаються трансформатори, що мають баки з гладкою та ребристою поверхнею, з додатковими радіаторами і без них. На кришці бака розташовані виводи обмоток. Обмотки можуть мати нульовий вивід (нейтраль), що призначений для їх заземлення. Якщо нульовий вивід трансформатора заземлюється, то ця обмотка називається глухо заземленою, у протилежному випадку – з ізолюваною нейтраллю.

Також на кришці бака розташоване навісне обладнання (рис. 1.2): вихлопна трубка, газовий захист, пристрій регулювання напруги, розширник і маслопровід, що з'єднує розширник із самим баком тощо.

Первинна і вторинна обмотки трансформатора мають по три фазові складові. Між собою вони можуть з'єднуватися трьома різними способами:

сполучення „зіркою” або Y-з'єднання. В ньому всі три обмотки з'єднуються своїми закінченнями в одній точці нейтралі;

з'єднання „трикутником” або D- з'єднання (дельта-з'єднання). Всі три фазні обмотки з'єднуються послідовно, утворюючи кільце або трикутник;

з'єднання «зігзаг» або Z- з'єднання.

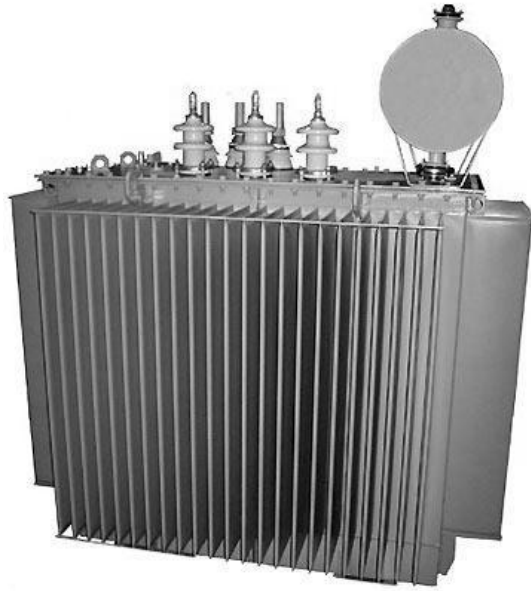


Рисунок 1.2 - Загальний вигляд силового трансформатора

Вибір способу з'єднання обумовлений необхідними параметрами силового трансформатора. Так, з'єднання зіркою застосовується частіше всього на високій стороні, тоді нейтральна крапка служить для заземлення. В цьому випадку низька сторона трансформатора повинна бути сполучена трикутником, оскільки при низькій напрузі сила струму дуже велика. Величезні струми супроводжуються виділенням тепла, тому трансформатор поміщають в зварний бак, заповнений спеціальним маслом, і радіаторами, які і охолоджують обмотки. Силові трансформатори з сухими обмотками виготовляють тільки не дуже великої потужності. Крім того, що бак є резервуаром для трансформаторного масла, він ще служить конструкцією, на якій кріпляться апаратура управління і допоміжні пристрої. Перед закачуванням масла з бака видаляють все повітря, яке може зменшити опір ізоляції обмоток, понизивши тим самим діелектричну міцність трансформатора. Конструкція бака передбачає можливе розширення масла від збільшення його температури. Звичайно для цього вмонтовують розширювальний бачок, в який переходить надлишок нагрітого масла.

Автотрансформатор – трансформатор, дві або більше обмоток якого мають спільну частину (рис. 1.3). Це є варіант виконання силового трансформатора, в якому первинна і вторинна обмотки сполучені безпосередньо, і мають за рахунок цього не тільки електромагнітний зв'язок,

а й електричний. Обмотка автотрансформатора має декілька виводів (як мінімум 3), при підключенні до яких, можна отримувати різні напруги [5].

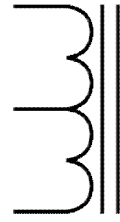


Рисунок 1.3 - Умовне позначення автотрансформатора

Автотрансформатори відносять до трансформаторів спеціального призначення. Автотрансформатори відрізняються від трансформаторів тим, що у них обмотка низької напруги є частиною обмотки високої напруги, тобто ланцюги цих обмоток мають не тільки магнітний, але і гальванічний зв'язок. Залежно від включення обмоток автотрансформатора можна отримати підвищення або пониження напруги.

Перевагою автотрансформатора є вищий ККД, оскільки лише частина потужності піддається перетворенню – це особливо суттєво, коли вхідна і вихідна напруги відрізняються незначно.

Недоліком є відсутність електричної ізоляції (гальванічної розв'язки) між первинним і вторинним колом. У промислових мережах, де наявність заземлення нульового проводу обов'язкова, цей чинник ролі не грає, зате суттєвою є менша витрата сталі для осердя, міді – для обмоток, менша вага і габарити, і в результаті – менша вартість.

Трансформатор напруги – вимірювальний трансформатор, у якому за нормальних умов використання вторинна напруга є пропорційною до первинної напруги та за умови правильного вмикання зміщена відносно неї за фазою на кут, близький до нуля.



Рисунок 1.4 - Умовне позначення трансформатора напруги

Трансформатори напруги застосовуються у розподільних пристроях середньої та високої напруги й призначені для передачі інформаційних сигналів вимірювальним пристроям, лічильникам, а також пристроям захисту й керування, тому вони, як і трансформатори струму, мають декілька вторинних обмоток. Трансформатори напруги зазвичай є однофазними і застосовуються у розподільних пристроях комплектами з трьох трансформаторів, кожний з яких має тільки одну первинну обмотку з великою кількістю витків, набагато більшою, ніж кількість витків вторинних обмоток.

Трансформатор струму [6] – також вимірювальний трансформатор, в якому вторинна напруга за нормальних умов застосування практично пропорційна первинній напрузі і для відповідного з'єднання відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю.

Трансформатор струму призначений для перетворення струму до значення, зручного для вимірювання. Первинна обмотка трансформатора струму включається послідовно у ланцюг зі змінним струмом, що вимірюється. А у вторинну включаються вимірювальні прилади. Струм, що протікає по вторинній обмотці трансформатора струму, пропорційний до струму, що протікає у його первинній обмотці.

Трансформатори струму широко використовуються для вимірювання електричного струму й у пристроях релейного захисту електроенергетичних систем, у зв'язку з чим на них накладаються високі вимоги по точності. Трансформатори струму забезпечують безпеку вимірювань, ізолюючи вимірювальні ланцюги від первинного ланцюга з високою напругою, яка часто складає сотні кіловольт.

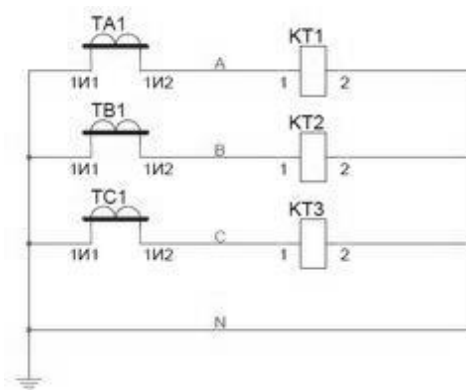


Рисунок 1.5 - З'єднання вторинних обмоток трансформатора струму в „зірку”

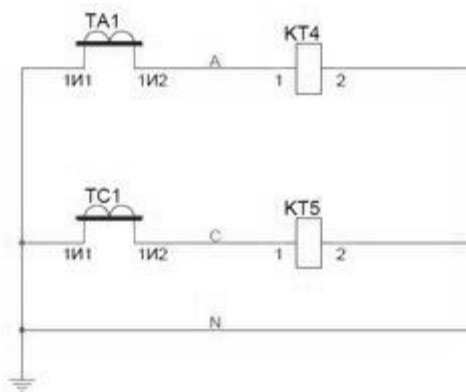


Рисунок 1.6 - З'єднання вторинних обмоток трансформатора струму в „неповну зірку”

У трифазних мережах з напругою 6-10 кВ встановлюються трансформатори як у всіх трьох фазах, так і тільки у двох (А і С). У мережах з напругою 35 кВ і вище трансформатори струму в обов'язковому порядку встановлюються у всіх трьох фазах.

У разі встановлення у три фази вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднуються в „зірку” (рис. 1.5), у разі двох фаз – „неповну зірку” (рис. 1.6).

Роз'єднувач – контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який для безпеки має у вимкненому положенні ізоляційний проміжок [7].

Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, переважно для забезпечення безпеки при профілактичних та ремонтних роботах на відімкнених ділянках. Роз'єднувач застосовують також для секціонування шин та перемикання електричних ліній з однієї системи шин розподільчого пристрою на іншу.

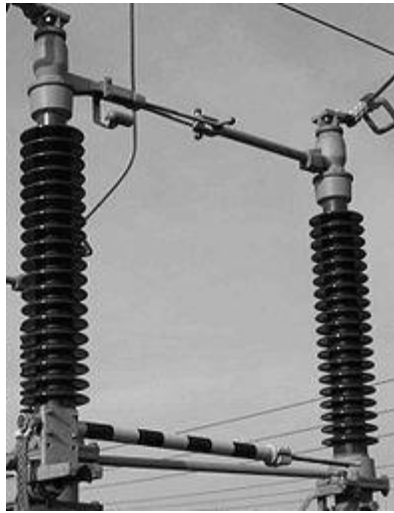


Рисунок 1.7 - Зовнішній вигляд високовольтного роз'єднувача при напрузі 100 кВ або 35 кВ

Роз'єднувач складається з рухомих та нерухомих контактів, закріплених на ізоляторах. Для приведення в дію рухомого контакту використовується ізолятор, за допомогою якого він кріпиться з приводом.

Обмежувач перенапруг (ОПН) – пристрій, призначений для захисту електричного та електронного обладнання від високовольтних стрибків напруги: (грозових та комутаційних) [5].

Перенапруги у електромережі негативно впливають на якість будь-якої діяльності, пов'язаної з електронною апаратурою. За статистикою [8], причиною понад 40% випадків виходу з ладу електронного устаткування є перенапруги мережі електроживлення.

Як показує практика, випадки пошкодження техніки через стрибки напруги подвоюються кожні 3-4 роки. Вплив перенапруг може призвести не тільки до пошкодження обладнання і збоїв у його роботі, але і до виходу з ладу елементів установок живлення: випрямлячів, розподільних щитів та іншого електрообладнання.

Тому встановлення обмежувачів перенапруг є дуже важливим засобом захисту електромереж та електрообладнання.

Вимикач – електричний апарат для замикання і розмикання електричного кола, вмикання і вимикання обладнання [10].

У роботі будуть використовуватись високовольтні вимикачі – апарати для управління енергосистемами та їх захисту.

1.3. Застосування телеметричних систем у енергетичній галузі.

Сучасні промислові об'єкти, до яких відноситься і відкриті розподільчі пристрої характеризуються складністю і комплексністю технологічних процесів, а також просторовим рознесенням окремих функціонуючих блоків і систем по відношенню до центру (центрів) управління. Для такого типу об'єктів очевидна необхідність застосування відповідних автоматизованих систем збору інформації про процес і обладнання, замкнених на системи контролю та управління.

Система телеметрії спільно з системами і пристроями управління утворює в результаті систему телемеханіки, яка здатна ефективно вирішувати як завдання достовірного контролю стану технологічного процесу та обладнання, так і завдання ефективного управління всім технологічним комплексом.

Особливістю розроблюваної систем телемеханіки є її комплексність: безліч істотно різнотипних параметрів (температура зовнішнього середовища, тиск, температура масла в трансформаторах, тиск та концентрація газів у маслі трансформаторів, електричні параметри і т. д.) При їх одночасному групуванні по окремих системах блоків і процесам. Така комплексність, як правило, поєднується з широким спектром частотно-часових характеристик параметрів промислових об'єктів, що будуть телеметруватися. В результаті виникає необхідність локалізації інтегральних оцінок за групами устаткування і введення локального управління в окремих технологічних перетинах всього виробничого процесу.

Саме для комплексних виробничих об'єктів, що вимагають високої точності вимірювань, різнотипності вимірюваних параметрів, просторової розподіленості об'єкта, який буде телеметруватися, і точності управління, система телеметрії може стати засобом підвищення ефективності функціонування та підвищення конкурентоспроможності продукції, у даному випадку якісних параметрів електроенергії, яка передається.

Всі світові лідери в області телемеханіки в системах електропостачання активно стежать за останніми досягненнями в області датчикової апаратури та обчислювальної техніки, зокрема мікропроцесорної. Такі відомі концерни, як Assea Brown Bowery (ABB), Siemens, Westinghouse та інші, постійно працюють над вдосконаленням всіх аспектів технологій для телеметрії об'єктів. Застосовуються різні способи впровадження на ринок автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) і конкурентоспроможності.

У розробці концепції та при проектуванні системи телемеханіки для промислових об'єктів спостерігається стійка тенденція на застосування універсальних апаратних і програмних засобів. Універсальність цих засобів поєднується з тенденцією врахування особливостей технологічного процесу та специфіки обладнання та максимальної адаптації системи телемеханіки до цих особливостей. Кінцевою метою такого поєднання універсальності і спеціалізації є максимальна ефективність функціонування промислового об'єкта та його конкурентоспроможність. Критерієм оптимальності може служити, наприклад, відомий критерій „ефективність-вартість”.

У зв'язку із загальним розвитком техніки і появою широкого класу нових матеріалів з унікальними властивостями спостерігається явна тенденція вдосконалення датчикової апаратури. З'являються нові типи давачів з можливостями, які раніше вважалися недосяжними. Світові виробники датчикової апаратури активно конкурують на ринку. В результаті розробники систем телеметрії мають у своєму розпорядженні широкий спектр давачів з високими технічними характеристиками, які легко і просто з'єднуються з блоками збору інформації, її обробки та контролерами.

В області розробки програмних засобів також спостерігається тенденція розробки універсального інструменту, який дозволяє фахівцеві швидко і ефективно вирішувати проблеми збору, обробки, представлення інформації та управління промисловими об'єктами, а також пристосуватися до особливостей процесу.

Основним напрямом вдосконалення управління сучасними технологічними процесами в промисловому виробництві є створення АСУ

ТІ. Будь-який процес управління можна уявити що складається з трьох етапів:

- збір інформації про процес і стан технологічного обладнання;
- обробка отриманої інформації і прийняття управлінських рішень;
- вироблення і передача команд управління.

Якщо всі операції процесу управління здійснюються без участі персоналу, система управління називається автоматичною. Якщо ж у процесі управління при зборі та обробці інформації, виробленню команд управління і передачі їх на об'єкт управління поряд з технічними засобами бере участь персонал, то система управління називається автоматизованою.

За визначенням телемеханіка – галузь техніки і технічна наука про контроль та управління на відстані за допомогою перетворення контрольованих параметрів і керуючих впливів в сигнали, які передаються по лініях зв'язку. Телемеханіка вивчає проблеми, пов'язані з управлінням технологічними процесами просторово розподілених промислових об'єктів.

Контроль і управління здійснюється з центру управління, який може знаходитися на значній відстані від об'єкта. Саме тому термін „телемеханіка” включає в себе слово „теле”. Поняття „механіка” однозначно передбачає механічне переміщення предметів.

На ранніх стадіях розвитку телемеханіка дійсно була пов'язана виключно з механічним впливом на об'єкти контролю (включення-виключення на відстані різних електромеханічних реле, контакторів і т.п.). Однак з розвитком електронної техніки і особливо з впровадженням в контур управління ЕОМ термін „телемеханіка” у своєму первісному сенсі став досить умовним.

У світовій літературі в даний час широко використовується узагальнюючий термін TELECONTROL, який вдало поєднує поняття „управління” на відстані і „контроль” незалежно від характеру впливу на об'єкт (механічного, електричного або іншого). Тому у вітчизняній літературі часто зустрічається словосполучення „телеконтроль і телеуправління”, або застосовується традиційний термін „телемеханіка”, якщо мати на увазі його умовність у згаданому вище сенсі.

Термін „телемеханіка”, якщо під ним розуміти телеконтроль (інформаційна частина АСУ ТП) і управління, включає в себе більш широкі поняття, пов'язані з функціями телемеханічних систем: телеметрія (вимір і передача даних про значеннях безперервних і сигнальних параметрів про стан керованого процесу) і телеуправління (телерегулювання) перебігом технологічного процесу.

В останнє десятиліття з'явився скорочений термін, вдало поєднує функції телемеханічних пристроїв в системах управління: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), що в дослівному перекладі означає: „система збору даних і оперативного диспетчерського управління”.

Розробка систем телемеханіки (СТ) (включаючи програмні і апаратні засоби), що дозволяють на їх основі створювати сучасні SCADA-системи, забезпечує високоефективний рівень сучасного виробництва.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1. Завдання системи телемеханіки у відкритому розподільчому пристрої 110/35/10 кВ.

Сучасна система телемеханіки (СТ) довільного промислового об'єкта – це автоматизована система контролю стану і управління технологічним процесом з використанням сучасних методів вимірювань, засобів збору, обробки, аналізу та представлення даних про хід процесу, архівування та функцій управління.

Весь комплекс СТ має практично повністю забезпечувати вирішення таких основних завдань, як:

- поточний контроль стану окремих блоків і вузлів основного та допоміжного обладнання, що забезпечує функціонування промислового об'єкта;
- поточний контроль параметрів процесів в окремих технологічних зрізах;
- комплексний контроль процесу в окремих групах технологічного обладнання;
- забезпечення своєчасної сигналізації про виникнення аварійних ситуацій.

По можливості комплекс СТ повинен найбільш повною мірою забезпечувати формування і видачу керуючих сигналів для зміни поточних значень параметрів обладнання відповідно до алгоритму функціонування окремих блоків або всього промислового об'єкта.

Основний процес аналізу можна представити у вигляді певного комплексного досить складного технологічного процесу. Як приклад, можна задати перелік наступних груп контрольованих параметрів:

а) межі змін параметрів безпосередньо в технологічному процесі:

- температури – вказуються конкретні межі,

- тиску – вказуються конкретні межі,
- витрати окремих реагентів – вказуються конкретні межі,
- рівні деяких рідких та газоподібних реагентів – вказуються конкретні межі, і т.п.

б) межі змін параметрів в додатковому обладнанні:

- вказуються аналогічно.

в) максимальні швидкості зміни параметрів процесів в часі в режимі нормальної роботи (функціонування):

- температура
- тиск
- значення електричних параметрів і т.п.

в) максимальні швидкості зміни параметрів процесів в часі у режимі аномального функціонування:

- вказуються аналогічно.

Ядром системи телемеханіки має бути телеметрична система, призначена для виконання наступних функцій:

- вимірювання групи параметрів, що характеризують стан окремих вузлів та безпосередньо процесів, що відбуваються в них;
- представлення результатів вимірювань у формі, зручній для подальших операцій;
- збору даних про стан окремих блоків і вузлів промислового обладнання і про поточні параметри процесів у них;
- обробки даних з метою отримання інформації про стан окремих вузлів промислового обладнання і характер протікання процесу в окремих його вузлах;
- перетворення результатів обробки до виду, що забезпечує оперативне сприйняття людиною-оператором інформації про поточний стан процесу за допомогою дисплея чи іншої системи сигналізації;
- ведення архіву даних про процес з метою ретроспективного аналізу ходу протікання процесів у промисловому об'єкті;
- сигналів, що попереджають про порушення режиму і виникненні аварійної ситуації;

- вирішення діагностичних завдань з метою визначення та своєчасної локалізації місця виникнення порушення режиму, що змінює характер протікання процесу.

По можливості телеметрична система також повинна забезпечувати вироблення рішення про керуючі дії у разі виявлення тенденції відхилення параметрів процесу від норми.

2.2. Обґрунтування вибору напрямку дослідження

Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП), силові трансформатори – основні ланки в процесі передачі електричної енергії споживачу. Управління технічним станом ЛЕП, як і іншого високовольтного обладнання, є важливим завданням, вирішення якого дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання споживачів, мінімізувати витрати на обслуговування та ремонт обладнання та ЛЕП, підключених до цього обладнання, і ефективно управляти такими витратами. Таке управління – це комплекс організаційно-технічних заходів, що включає: контроль поточного стану, діагностування наявності дефектів, прогноз розвитку виявлених дефектів, визначення параметрів інтенсивності потоку відмов, облік витрат на технічне обслуговування, ремонт, заміну зношених і пошкоджених елементів та ін.

Необхідною умовою впровадження системи управління технічним станом є наявність повної та актуальної інформації про поточні параметри ЛЕП, розподільчих пристроїв, а саме, і в основному, силових трансформаторів. Така інформація може бути отримана за допомогою засобів технічної діагностики, серед форм якої найбільш актуально і перспективно напрямком по автоматичної діагностики, що дозволяє контролювати стан обладнання в процесі його роботи без виведення на ремонт. Раніше широкому впровадженню таких методів заважав ряд технічних бар'єрів, подолати які стало можливим завдяки розвитку мікроелектронної техніки, методів та алгоритмів технічної діагностики, програмного забезпечення.

В даний час найбільш прогресивним методом, застосовуваним для діагностики стану ЛЕП, є реєстрація або вимірювання параметрів часткових розрядів (ЧР). Наявність ЧР – перша ознака дефекту в ізоляції. Їх аналіз дозволяє виявити і локалізувати місце з погіршеними параметрами. З іншого боку, ЧР є не тільки діагностичною ознакою, але і причиною ще більшого погіршення стану ізоляції. В кінцевому підсумку їх вплив призводить до повного пробоя ізоляції.

Найбільш ефективним засобом підвищення надійності роботи силових трансформаторів, які здійснюють забезпечення електричними потужностями важливого технологічного обладнання, є впровадження методів і засобів оперативної діагностики. Метою впровадження цих засобів є забезпечення персоналу, який працюватиме із згаданим електрообладнанням та телемеханічними системами контролю та управління розподільчими пристроями, ЛЕП, тощо інформацією про:

- поточний технічний стан трансформаторів, причини і дефекти, що зумовили погіршення стану всього трансформатора;
- залишковому, на даний момент часу, ресурсі роботи трансформаторів на розподільчому пристрої, тобто, як довго ще можлива їх безаварійна експлуатація при виявлених дефектах, чи тих, що можуть з'явитися;
- ефективність і терміни проведення ремонтних робіт, які повинні бути застосовані до даного устаткування для підтримки його безаварійної експлуатації [3, 18].

Усі ці три питання нерозривно пов'язані між собою, але найбільш складною і основоположною є завдання оперативного визначення технічного стану трансформаторів, вчасної та швидкої передачі інформації про технічний стан електротехнічного обладнання, ЛЕП.

Для вирішення цих основних завдань і застосовуються системи моніторингу силових трансформаторів.

Слід зазначити, що рівні систем діагностики та моніторингу можуть відрізнятися суттєво залежно від розглянутих вище питань. Рівень системи діагностування визначається кількістю діагностичних параметрів, використовуваних в системі. Для технічного діагностування обладнання

класу ізоляції 35 ... 154 кВ ефективним є застосування рівня системи діагностики з обмеженим числом діагностичних параметрів. Наприклад, система діагностики трансформатора 110/35 кВ може обмежитися 5-7 діагностичними параметрами.

В даний час розроблено значну кількість типів систем моніторингу [3, 5, 6, 20], але системи моніторингу закордонного виробництва (типу FARADAY iMEDIC фірми GE Energy, система моніторингу фірми «Стерлінг Груп» тощо) надійні, але вартість їх значна і розраховані вони переважно на силові трансформатори класом напруги 350 кВ і вище.

Доцільно [5-8, 10] на силовий трансформатор класом напруги 110 або 35 кВ встановити систему моніторингу блочно-модульної конструкції за погодженням із замовником, яка буде забезпечувати надійну і безаварійну експлуатацію силового трансформатора.

Попередньо розроблені системи діагностики, управління та контролю за роботою реалізуються в основному у вигляді стаціонарних локальних систем розширеного моніторингу параметрів розподільчого пристрою, в яких проводиться діагностування всього однієї з функцій моніторингу, трансформатора, іншого обладнання, ЛЕП, які підключені до розподільчого пристрою. Це викликано тим, що раніше спроектовані та введені в експлуатацію відкриті розподільчі пристрої не мають власної автоматичної системи управління (АСУ). Вважається [2, 14, 15, 16, 25], що все обладнання розподільчих пристроїв 10 ... 110 кВ що виробили свій ресурс, повинно бути оснащено підсистемами розширеного моніторингу з повним набором первинних датчиків, програмних і технічних засобів для збору діагностичної інформації та інтеграції в АСУ з обов'язковим телемеханічним керуванням. У правильно організованій АСУ розподільчого пристрою підсистема розширеного моніторингу не повинна мати власних технічних засобів верхнього рівня – вона інтегрується в АСУ розподільчого пристрою і використовує для цих цілей єдині засоби візуалізації, архівування та документування. Верхнім рівнем підсистеми моніторингу та діагностування стану обладнання в цих рішеннях є програмні засоби їх інтеграції в АСУ розподільчого пристрою. Отже, розробляються і

впроваджуються локальні системи розширеного моніторингу, які повинні забезпечувати можливість інтегрування в АСУ розподільчого пристрою без істотних доробок. У цьому випадку заміна окремих одиниць обладнання на розподільчому пристрої, ЛЕП, що до нього підведена, та/або розширення номенклатури первинних датчиків вимагає модернізації тільки нижнього рівня підсистеми моніторингу і, лише частково, верхнього. При цьому для забезпечення нормальної роботи середнього і верхнього рівнів розширеного моніторингу потрібно виконати штатні процедури конфігурації і введення нових параметрів.

Стаціонарна система контролю технічного стану трансформаторів повинна поставлятися разом з новим трансформатором або монтуватися на трансформаторі, що знаходиться в експлуатації під час модернізації системи захисту і діагностики.

Стаціонарна система моніторингу технічного стану відкритого розподільчого пристрою встановлюється на найбільших і відповідальних трансформаторах, що мають високу вартість (потужність), або тих, що обслуговують найбільш відповідальних споживачів електроенергії (підприємств). Додатковою причиною, по якій на трансформаторах, іншому обладнанні розподільчого пристрою, ЛЕП монтується система контролю, розширеного моніторингу та телемеханічного керування, може служити наявність проблем в ізоляції, найперше силових трансформаторів, допоміжного обладнання. Тому наявність системи розширеного моніторингу дозволить або збільшити міжремонтний період капремонту розподільчого пристрою, або вивести його вчасно в ремонт, не допустивши аварії та руйнування трансформаторів чи інших приладів розподільчої підстанції.

2.3. Розробка методики оптимізації роботи автоматичної системи діагностики ЛЕП

Для попередження раптових відключень внаслідок пошкодження ізоляторів ЛЕП було поставлено завдання розробити автоматичну систему діагностики, яка дозволяє:

- визначати стан ізоляторів ЛЕП по кожній фазі під робочою напругою з точністю до опори і постановкою діагнозу по градації: „Норма”, „Передаварійний стан”, „Аварія”;
- реєструвати наявність коротких замикань в лінії, визначаючи місце аварії з точністю до опори;
- реєструвати удари блискавки, визначаючи місце з точністю до опори.

Один із способів подання сигналів ЧР зображений на рис. 2.1: по осі ординат (Y) – амплітуда імпульсу; по осі абсцис (X) – фаза мережі живлення. Характерною особливістю ЧР є те, що вони з'являються на напівхвилях змінної напруги.



Рисунок 2.1. Розподіл часткових розрядів у амплітудо-фазовій площині.

Часткові розряди – це ковзний (поверхневий) розряд або пробій окремих зон або елементів ізоляції. Вони виникають в обладнанні будь-якого виду: проводах, ізоляторах, високовольтних вводах. Однак дія ЧР не однакова для ізоляції різного типу. Особливо небезпечні вони для органічної

ізоляції, яка при цьому інтенсивно руйнується і в кінцевому підсумку виходить з ладу. Часткові розряди мають різні види проявів. Їх енергія може перетворюватися в:

- оптичне випромінювання;
- теплове випромінювання;
- ударну хвилю;
- радіовипромінювання;
- електричний сигнал.

Перераховані прояви ЧР можуть бути використані в якості діагностичної ознаки. Разом з тим проведений аналіз літературних та інтернет джерел, існуючих методів реєстрації ЧР показав, що найбільш ефективно розглядати тільки дві з перерахованих ознак: оптичне випромінювання і електричний сигнал. Інші ознаки мають малу діагностичною цінністю: енергія ударної хвилі, що виявляється у вигляді ультразвукового сигналу в частотному діапазоні від 70 до 300 кГц, дозволяє визначити тільки місце виникнення ЧР без їх градації за кількісними показниками; реєстрація радіовипромінювання вимагає наявності спеціальних дорогих антен; теплового випромінювання мало для його успішного виявлення [11].

Локація і аналіз ЧР по оптичних ознаках широко застосовується для дистанційного контролю технічного стану ЛЕП. Найбільш інформативний оптичний спектр в ультрафіолетовому діапазоні, дослідження якого дозволяє визначити пошкодження ізоляції в глибині пазів ізоляторів без прямого доступу до них. Випромінювання в ультрафіолетовій частині спектру пов'язане з викидом іонізованого газу з області розряду в зону спостережень і подальшої рекомбінації цих молекул [12]. Описаний метод реалізований в приладах "Філін-6", широко застосовуваних у пересувних лабораторіях залізниць для діагностики стану підвісної ізоляції. Аналіз досвіду застосування цього приладу свідчить про те, що отримувана ним інформація не відображає кількісних характеристик дефектів ізоляції. Можлива тільки якісна оцінка: „менше”, „більше”, на підставі якої можуть бути зроблені висновки: „потрібна заміна” або „експлуатація допустима”.

У завданні до магістерської роботи ставилась більш широка задача: створити автоматичний діагностичний процесор, який би дозволив оперативному персоналу отримати однозначну відповідь про наявність дефекту і ступінь його розвитку. Це є необхідним для постановки точного діагнозу, який повинен відображати стан, в якому знаходиться ізолятор, чи необхідний підвищений контроль над ним або, можливо, необхідна його термінова заміна. При цьому локація місця виникнення дефекту повинна бути проведена з точністю до однієї опори. Тому для вирішення поставленого завдання найефективнішим методом дослідження ЧР можна вважати лише реєстрацію електричних сигналів.

Ще одним завданням, яке потребує вирішення – це підібрати відповідний давач (сенсор) для вимірювання сигналу ЧР, що витримує робочу напругу лінії 110/35/10 кВ. Розроблено і випускаються фірмами IRIS (Канада) і т.п. датчики для роботи під напругою до 100 кВ. Їх застосування неможливе через більш високу напругу. Пряме вимірювання електричного сигналу від ЧР в лінії 110/35/10 кВ практично важко піддається реалізації. Тому вирішення завдань проектування було шляхом знімання інформації з вторинних пристроїв. Для цих цілей пропонується застосовувати потенціальний вихід на вводах трансформатора, куди можливо встановлювати давач з вбудованим високочастотним трансформатором струму. Таке рішення значно спрощує виконання завдання і дозволяє застосувати вимірювальний пристрій з максимальною напругою до 80 В.

Принципова схема підключення давача до ПН-вводу та принципова схема самого датчика наведені на рис. 2.2 і 2.3.

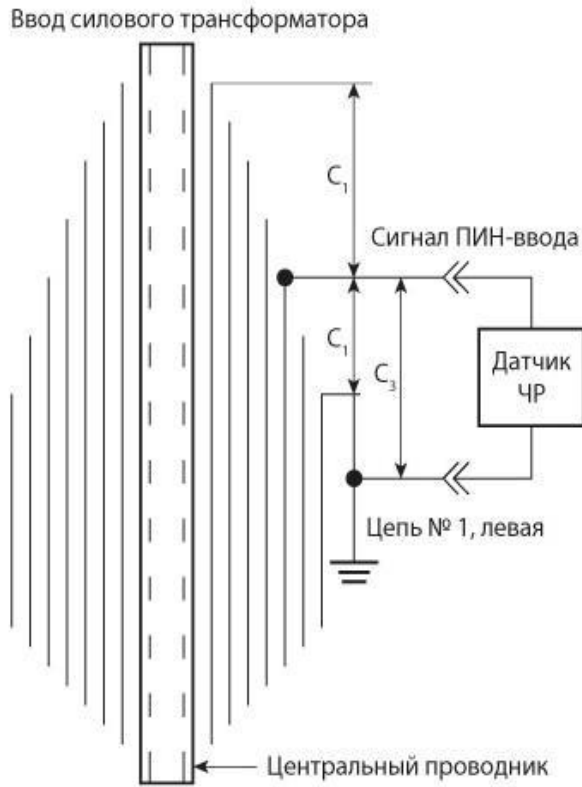


Рисунок 2.2 Принципова схема підключення датчика до ПИН-вводу.

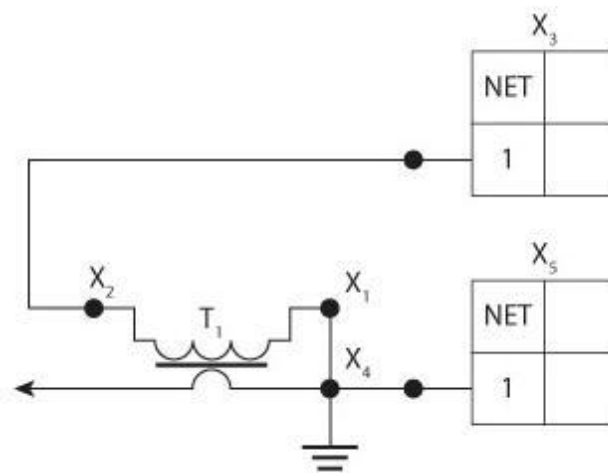


Рисунок 2.3 Принципова схема давача (сенсора).

Давач DB-2 фірми IRIS (Канада), встановлений на ПИН-ввід силового трансформатора 110/35/10 кВ потужністю 63 МВ А, показаний на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 Давач DB-2 фірми IRIS (Канада) встановлений на ввід

Установка датчиків на ПН-введення дозволить вирішити проблему вимірювання електричного сигналу від ЧР. Поте необхідно пам'ятати, що в підсумку можна вимірювати: реєструвати ЧР, перешкоди чи щось інше. Потрібно відзначити, що в даний час безпосереднє вимірювання ЧР в ізоляції з ряду причин неможливо. Часткові розряди визначають за так званим уявним зарядом, яким є абсолютне значення заряду, тобто, який, будучи миттєво введений між виводами об'єкта, викличе таку ж короткочасну зміну напруги на об'єкті, як і ЧР в ньому [13]. Іншими словами, фактично вимірюється не сам ЧР, а та зміна напруги в лінії, яку він обумовлює.

Достовірне вимірювання електричного сигналу від ЧР в умовах діючого об'єкта вимагає застосування ефективних засобів видалення завад. Для цих цілей пропонується застосувати пристрої з декількома видами селекції сигналу: амплітудної, частотної, часової (фазової). Хороша заводо захищеність може забезпечуватися за рахунок застосування балансної схеми вимірювання [14].

2.4 Висновки до розділу

Проведені дослідження показали, що система телемеханіки повинна забезпечувати контроль стану і управління процесами, що відбуваються на розподільчому пристрої, використовувати сучасні методи вимірювань, засоби збору, обробки, аналізу даних про хід процесу. Попереджувати та прогнозувати раптові відключення внаслідок пошкодження ізоляторів ЛЕП, реєструвати наявність коротких замикань в лінії, визначаючи місце аварії з точністю до опори.

Запропоновано модель достовірного вимірювання електричного сигналу від часткових розрядів, видалення завад у сигналах з використанням амплітудної, частотної, часової його фільтрації.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1. Розробка оптимізованої автоматичної системи діагностики і керування обладнанням розподільчого пристрою

За визначенням, система розширеної стаціонарної діагностики базується на результатах проведення сукупності «on-line» тестів, які виконуються на працюючому трансформаторі в автоматизованому режимі. Результати тестів, що виконані у режимі «off-line» можливо використовувати вбудованими алгоритмами системи моніторингу, проте актуальність таких тестів невелика, тому вони проводяться, зазвичай, раз на кілька років.

Оперативні діагностичні висновки стаціонарної системи моніторингу визначаються ефективністю реалізованих в ній автоматизованих експертних алгоритмів. Чим більш продуманою і досконалою є вбудована експертна система, тим вища ймовірність оперативної інформації про поточний технічний стан контрольованого трансформатора чи іншого обладнання розподільчого пристрою. Аналіз запропонованих системою діагностики та управління рекомендацій може бути різним, від простої реєстрації перевищення параметрами допустимих значень, до досить обґрунтованих пропозицій щодо стратегії проведених ремонтних робіт.

Вважається, що сучасна система розширеного моніторингу, силових трансформаторів, діагностики обладнання розподільчого пристрою (далі – Система) повинна при допомозі моніторингу: часткових розрядів (ЧР) згідно ІЕС 60270 - 2000-12 „Методи високовольтних випробувань – вимірювання часткових розрядів” [21], струмів трьох фаз трансформатора (сторона ВН або НН) – I_{ϕ} , напруги трьох фаз, (сторона ВН і НН) – U_{ϕ} , струмів провідності вводів – I_{π} , струмів нульової послідовності – I_0 , температури верхньої і нижньої частини бака трансформатора ($t_{\text{в}}$ і $t_{\text{н}}$ відповідно), вологості H і температури t навколишнього повітря, струмів витоку – $I_{\text{в}}$, реєстрації

хімічного складу розчинених у трансформаторному маслі газів: (H_2 – водень, CH_4 – метан, CO_2 – вуглекислий газ, C_2H_6 – етан, C_2H_4 – етилен, C_2H_2 – ацетилен, CO – окис вуглецю, O_2 – кисень), записи вимірних вище величин до бази даних (БД) та оригінального математичного апарату розраховувати: величину тангенса кута втрат введів $\text{tg}(\delta)$ і величини їх ємності C_1 , деформацію обмоток трансформатора на основі оперативного розрахунку параметра Z_k після електродинамічних впливів на обмотки трансформатора і уточнювати „образи дефектів” за результатами реєстрації розчинених газів і вологи в трансформаторному маслі.

Збережені в БД результати моніторингу зазначених параметрів, тобто оброблені за спеціальними алгоритмами даних, забезпечують оперативну діагностику вищевказаного обладнання і прогнозування залишкового ресурсу силових трансформаторів.

Всі ці вимірювання можуть бути зроблені під робочою напругою, тобто 110/35/10 кВ.

3.2. Оптимізація системи моніторингу та телемеханічного управління ЛЕП, які приєднані до розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.

Одним із завдань, яке доводиться вирішувати в процесі створення системи діагностики та телемеханічного управління відкритим розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ, – це локація місця пошкодження ЛЕП. Фізична координата виникнення ЧР в повітряній лінії визначається, виходячи з швидкості поширення електричного сигналу по дротах. Час надходження сигналу і його параметри фіксуються реєстраторами, розташованими по обох кінцях лінії. На підставі цих даних по різниці часу прибуття сигналу до реєстраторів встановлюється місце виникнення ЧР. Схема локації місця виникнення ЧР наведена на рис. 3.1.

Порядок роботи даної схеми наступний: припустимо, що перший реєстратор зафіксував час надходження сигналу від ЧР – T_{p1} , а другий – T_{p2} . Різниця часу фіксації сигналу реєстраторами:

$$T = T_{P1} - T_{P2} = T_1 - T_2 = (\text{наприклад}) 529 \text{ нс.}$$

Відстань між реєстраторами – $S = 2 \text{ км.}$ (середня відстань між встановленими реєстраторами на опорах).

Сигнал від місця дефекту (координата x_2) поширюється до реєстратора № 1 (координата x_1) за час T_1 і до реєстратора № 2 (координата x_3) за час T_2 , проходячи при цьому відстані S_1 і S_2 відповідно зі швидкістю $v = 2,88 \cdot 10^8 \text{ м / с}$ (усереднені дані взяті з довідникової літератури [4, 5, 7, 11, 12, 13, 18, 21]).

При цьому будуть виконуватися наступні співвідношення:

$$T_1 = S_1 / v = (x_2 - x_1) / v;$$

$$T_2 = S_2 / v = (x_3 - x_2) / v.$$

Різниця часу надходження сигналу до реєстраторів (ΔT) (рис. 3.2) складе:

$$T_1 - T_2 = \Delta T = (2 \cdot x_2 - (x_1 + x_3)) / v.$$

Якщо координату x_1 прийняти за початок системи відліку, то $x_3 = 2 \cdot S$. В результаті отримаємо:

$$x_2 = 0,5 ((\Delta T \cdot v) + 2 \cdot S).$$

У такому випадку при прийнятих вихідних даних відстань від першого реєстратора до точки дефекту складе 1076 м ($\pm 20 \text{ м}$ – при синхронізації по GPS, $\pm 2 \text{ м}$ – при синхронізації по оптоволокну, похибки з інструкції до приладу OVM-3).

Звичайно треба враховувати, що для визначення номера опори необхідно знати точні довжини проводів з урахуванням провисання, а не будівельні відстані між опорами.

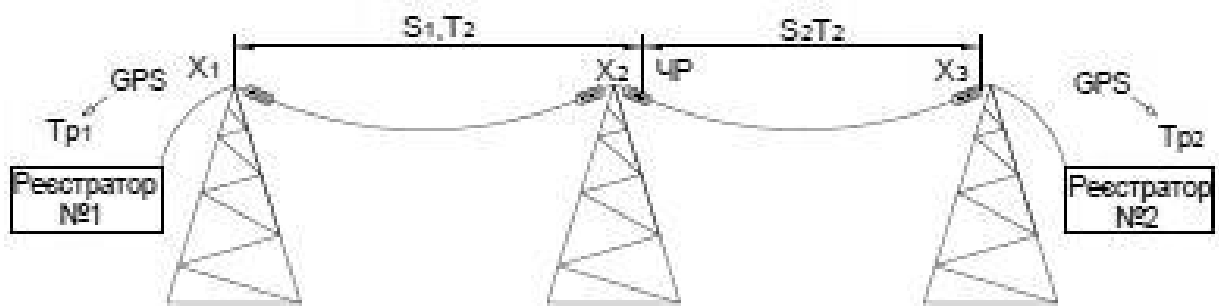


Рисунок 3.1 Схема визначення місця виникнення ЧР.



Рисунок 3.2 Реєстрація імпульсів, що виникають внаслідок ЧР.

Реєстрація імпульсів, що виникають внаслідок ЧР, пропонується здійснювати приладом OVM-3 (Україна, Канада), який зображено на рис. 3.3. На рис. 3.4 показано фото діючого підключеного OVM-3.



Рисунок 3.3 Зовнішній вигляд приладу OVM-3 для діагностування технічного стану ізоляції

Прилад OVM-3 призначений для діагностування технічного стану ізоляції трьох фаз кабельних або повітряних ліній під робочою напругою. Кількість встановлюваних приладів залежить від конфігурації мережі, наявності роз'єднань, джерел і приймачів енергії. У дипломному проекті пропонується три таких приладу, встановлених на кожному кінці ЛЕП, що приєднана до розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.



Рисунок 3.4 Прилад OVM-3 у підключеному стані

Одночасність виміру часу прибуття імпульсів ЧР, тобто одночасність спрацьовування ланцюгів вимірювання на аналого-цифровому перетворювачі (АЦП) приладу, здійснюється за допомогою синхронізації по каналах GPS. Прилад сам визначає кількість супутників, що знаходяться в зоні доступу антени GPS, виявляє найбільш потужні сигнали і проводить синхронізацію.

Для фільтрації шумів, завад і вимірювання саме імпульсів ЧР, а не завад, необхідна прив'язка до фази живлення. Для цього в приладі передбачений спеціальний роз'єм, на який підключено напругу від відповідної фази трансформатора власних потреб відкритого розподільчого пристрою.

Вихідні сигнали від ПН-введення кожної фази силового трансформатора (наприклад 35/10 кВ) заводяться на відповідний вхідний роз'єм приладу по ВЧ-кабелю типу RG-58 A/U з хвильовим опором 50 Ом. При під'єднанні кабелю дотримувалися особливі вимоги до його довжини, різниця якої до інших фаз не повинна перевищувати ± 10 см. Така точність необхідна для виключення затримок за часом „прибуття” імпульсів ЧР від різних фаз до приладу.

Основні технічні характеристики приладу OVM-3 наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Технічні характеристики приладу OVM-3

Технічний параметр	Значення
Кількість вимірювальних каналів	3

Робоча напруга контрольованих кабельних ліній	від 3 кВ і вище
Частотний діапазон реєстрованих імпульсів	1-10,0 МГц
Динамічний діапазон вхідних сигналів	70 dB
Діапазон вимірювання температури	-50 до + 150 ° С
Діапазон вимірювання відносної вологості повітря	0-100%
Інтерфейс зв'язку приладу з комп'ютером	USB, Ethernet
Об'єм пам'яті для зберігання архіву виконаних вимірювань	256 Мб
Напруга живлення	120-260 В, 50/60 Гц
Термін експлуатації	не менше 10 років
Габаритні розміри	220x130x120 мм
Діапазон робочих температур	-40 до +60 ° С

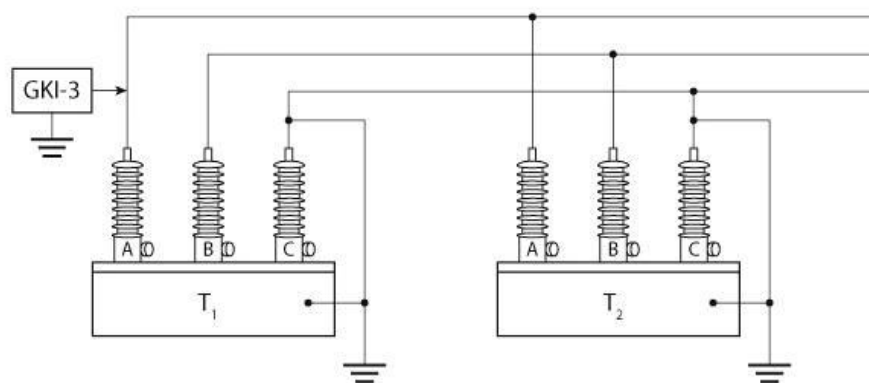


Рисунок 3.5 Принципова схема калібрування приладу.

Для розрахунку передавальних коефіцієнтів (пК / В) і згасання сигналу ЧР необхідно відкалібрувати канали вимірювання удаваного заряду. Для цих цілей проводилося інжектування тестового заряду в лінію. Схема калібрування складається з трьох приладів OVM-3 (на кожен кінець лінії), калібрувального генератора GKI-3 і проводів ПЛ. Принципова схема калібрування показана на рис. 3.5.

Схема калібрування вибиралася з таким розрахунком, щоб мінімізувати згасання інжекторної складової в лінію сигналу при його проходженні по землі між територіально рознесеними об'єктами вимірювань

(силовими трансформаторами). Для цього в якості „загального проводу заземлення” використовувалася одна з фаз (на рис. 3.5 – фаза „С”).

Процес калібрування каналів генератором GKI-3 на об'єкті представлений на рис. 3.6.

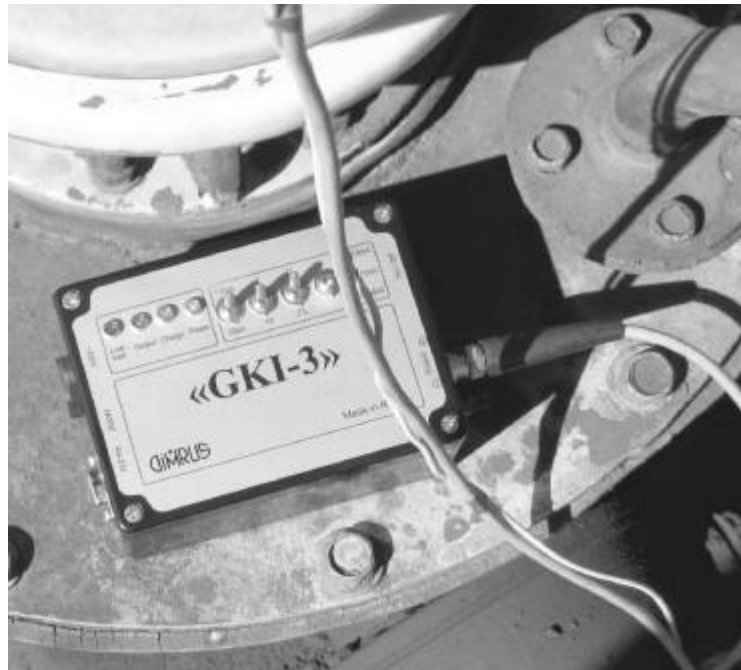


Рисунок 3.6 Процес калібрування каналів при допомозі генератора GKI-3.

Технічні характеристики генератора GKI-3 наведені в таблиці 3.2.

Для організації оперативної діагностики технічного стану ЛЕП (отримання і аналіз даних протягом 5-10 хв.) прилади, що знаходяться на різних сторонах лінії, були пов'язані єдиною локальною мережею. Передані по ній дані зчитувалися з приладів і надходили на керуючий комп'ютер в єдину систему управління базами даних (СУБД). Дані з приладів зчитувалися з керуючого комп'ютера за допомогою спеціального програмного забезпечення, що підтримує кілька видів зв'язку типу „точка-точка”.

При вирішенні задачі об'єднання приладів в єдину локальну мережу було розглянуто та перевірено кілька видів зв'язку. На самому об'єкті крім телефонної лінії ніякої іншого зв'язку не було, тому в результаті була вибрана технологія WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access – телекомунікаційна технологія, розроблена з метою надання універсального бездротового зв'язку на великих відстанях – до 5 км від робочих станцій, заснована на стандарті IEEE 802.16, а також можливістю приєднання до

інтерфейсу RS 485, що давало можливість її використання у розроблювальній системі телемеханічного управління відкритим розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ).

Таблиця 3.2 Технічні характеристики генератора GKI-3.

Генерація прямокутних імпульсів	
Тривалість додатнього імпульсу	100/30 ± 0,3 мкс
Амплітуда імпульсів	100/200/400 В ± 5%
Шпаруватість (скважність) імпульсів	2/10
Тривалість фронтів імпульсів	<20 нс
Потужність, що віддається в навантаження	не менше 2 В • А
Інжекція фіксованого заряду	
Частота проходження імпульсів	2,4 кГц
Заряд, що інjektується	40/80/160 нКл
Наростаючий фронт імпульсу	<10/15/30 нс
Тривалість імпульсу	<60/70/120 нс
Інтерфейс управління	
Стандарт	RS-232 (DCE)
Роз'єм	DB9 (розетка)
Формат і швидкість даних	9600 біт / с; 8 біт даних, 1 стоповий, контролю парності немає
Живлення	Автономне. Свинцево-кислотний акумулятор 12В; 1,2 А * год
Час безперервної роботи приладу від акумуляторів при максимальному навантаженні	близько 1,5 год
Живлення від мережі змінного напруги	00-240 В, 40-440 Гц
Час повної зарядки акумуляторів	близько 12 год
Габаритні розміри	148x108x75 мм

Технологічно локальна мережа являла собою спрямовані приймально-передавальні антени. Антена була підключена до модему, який реалізує технологію WiMAX. Модем через звичайний роз'єм RJ-45 за допомогою каналу Ethernet (100 МБ/с) підключався до комп'ютера робочої станції. Тестування каналу показало задовільні результати при пересиланні файлів замірів об'ємом 200 кБ. Час передачі даних з двох приладів при цьому займав не більше 5-8 хв.

Організація локальної мережі дозволить надати інженерно-технічним працівникам віддалений доступ до системи, завдяки чому процес моніторингу та діагностування можна спостерігатися на персональних комп'ютерах, включених в корпоративну мережу. Проблема призначення IP-адрес для приладів, маски мережі та ін. може бути вирішена адміністратором корпоративної мережі в штатному режимі. В даній магістерській роботі це питання не розглядалося.

В системі можуть бути передбачені два режими роботи: моніторинг та вимірювання рівня ЧР.

У режимі моніторингу чутливість вхідних ланцюгів істотно знижується і ведеться постійне спостереження за контрольованим об'єктом на предмет виникнення імпульсів великої потужності (грозових, комутаційних та інших).

В режимі вимірювання ЧР чутливість вхідних ланцюгів підвищується і реєстрація проводиться згідно заданого користувачем розкладу.

У головному вікні інтерфейсу користувача відображається схема розташування ЛЕП, що розташовані біля відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ з лампочками-індикаторами, які кольором і мерехтінням показують стан ізоляторів на опорі по кожній фазі. Зліва розташоване вікно кліматичних умов. Дані беруться від датчиків температури і вологості, підключених до приладів OVM. Нижче – вікно подій, що показує зареєстроване аварійний стан або сильне забруднення ізоляторів конкретної опори і фази. Внизу зліва знаходяться інформаційні вікна, в яких наводиться

позначення використовуваних на схемі кольорів і описуються функціональні можливості кнопок управління.

Користувач системи може клікнути на лампочку-індикатор стану ізоляторів, і програма покаже розвиток подій (архів) по конкретному ізолятору і фазі, зареєстровані рівні потужності та інтенсивності ЧР. На рис. 3.7 представлений тренд інтенсивності ЧР. При досягненні величини ЧР граничного рівня (горизонтальна лінія на рівні 500 імп / с) спрацьовує сигнал аварії.

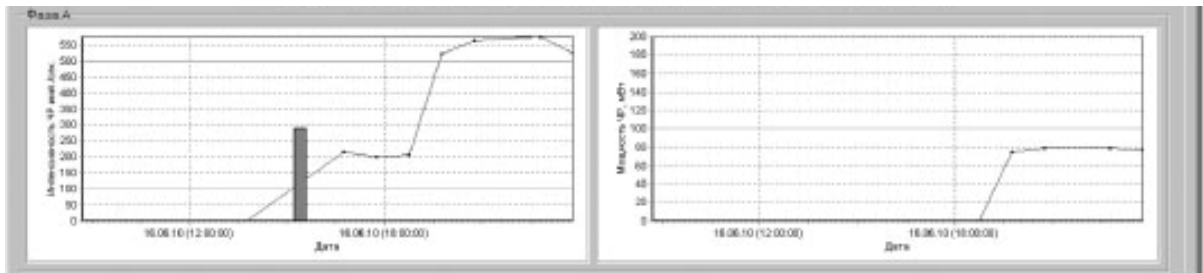


Рисунок 3.7 Приклад зображення на моніторі в момент спрацювання аварії по „Інтенсивності ЧР”

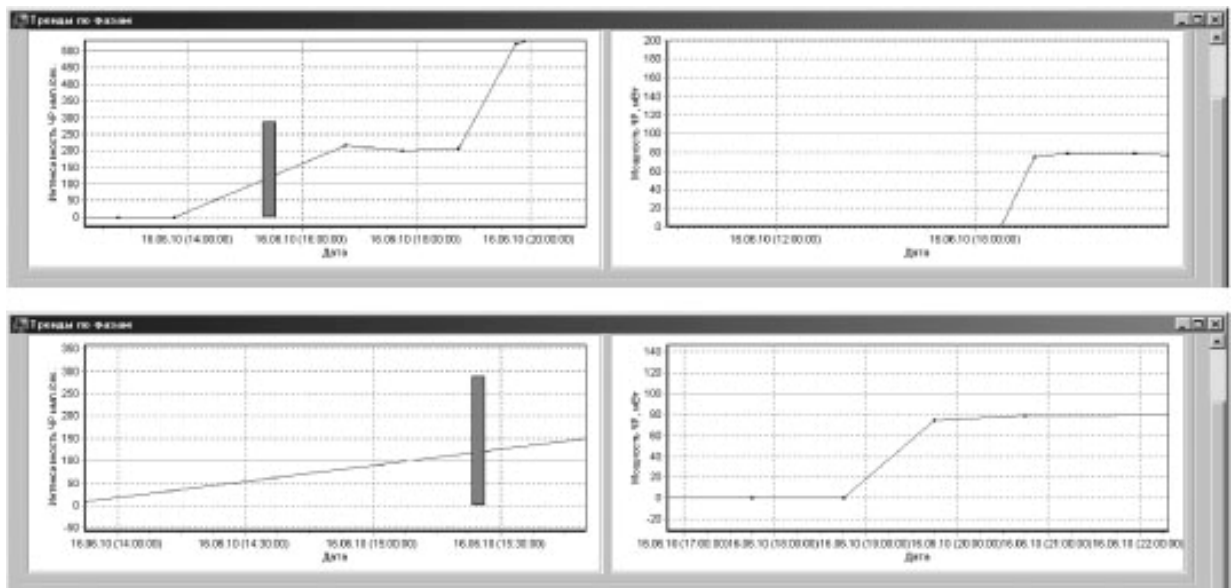


Рисунок 3.8 Визначення часу розвитку дефекту

Програма також дозволяє користувачеві знати, скільки часу у нього є в запасі, щоб зробити попереджувальні дії до аварії (викликати бригаду, перевести навантаження на іншу лінію). Це можна зробити, розширивши зону розвитку дефекту до рівня хвилин на осі абсцис графіків (рис. 3.8).

4 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Оптимізація роботи обладнання для діагностики роботи трансформаторів розподільчого пункту

Структура програмно-технічного комплексу автоматизованої системи моніторингу (в подальшому АСМ) трансформаторів має відкриту трирівневу архітектуру, як по каналах зв'язку, так і програмно-апаратного забезпечення і дозволяє розширювати функціональні можливості АСМ шляхом додавання нових датчиків, інтелектуальних контролерів, алгоритмів обробки сигналів і діагностування нових об'єктів електротехнічного призначення відкритого розподільчого пристрою.

Програмно-технічний комплекс типової АСМ складається з 3-х рівнів:

Перший (I) – верхній рівень АСМ може бути організований як підсистема на основі стаціонарної робочої станції, виконаної на базі комп'ютера, (бажано потужного по мікропроцесорним параметрам, промислового по виконанні), дисплея, клавіатури, джерела безперебійного живлення, промислової локальної мережі на базі інтерфейсу RS-485 (протокол ModBus).

Другий (II) – нижній рівень АСМ. Організований на базі інтелектуальних контролерів-збирачів даних з датчиків встановлених на трансформаторах. У підсистемах є реле „Готовність”, „Тривога” і „Попередження”. Контакти реле, підключаються у відповідні ланцюги, що дозволяє організувати термінове сповіщення інженерно-технічного персоналу і відключення устаткування в разі їх спрацьовування по аварійним „сигналам”. Контакти реле – „гальванічно розв'язані”. Територіально підсистеми нижнього рівня розподілені так, що можуть бути об'єднані з

підсистемою верхнього рівня по локальній промисловій мережі на базі інтерфейсу RS-485 (протокол ModBus).

Застосування терміну „інтелектуальні” можливо через те, що в цих пристроях є свої процесори, пам'ять, порти зв'язку та найпростіші дисплеї. Крім цього, в цих контролерах відбувається обробка сигналів: посилення, нормування, цифрове перетворення і фільтрація. Алгоритми, записані в пам'ять контролера, виробляють виділення корисного сигналу і фільтрацію шумів. За введеним „сигналам” в цих приладах спрацьовує реле захисту, що дає право застосовувати термін „інтелектуальні”. Застосовуючи термін „контролер” підкреслюємо, що цей пристрій може працювати самостійно, під керуванням власного ПЗ.

Зберігаються в пам'яті контролерів архіви подій і даних, тривалістю до двох років. Це дозволяє проводити оперативну діагностику та прогноз ресурсу об'єктів діагностування на верхньому (першому) рівні АСМ. Крім наявності в контролерах оперативної пам'яті в них записані спеціальні алгоритми дозволяють проводити розрахунок характеристик ЧР: прив'язку по фазі, часу, спектральному аналізу; виділення гармонік I_y ; управління змінами величин „сигналів” і спрацьовуванням реле за їх рівнями: „норма”, „попередження”, „тривога”.

Кожен контролер пов'язаний з верхнім рівнем по протоколу ModBus RTU (інтерфейс RS-485). Тому поняття „інтелектуальний” цілком можна застосувати до використаних в АСМ контролерів. З метою забезпечення надійності АСМ всі контролери являють собою автономні системи, тобто якщо відмовить I (верхній) рівень АСМ, контроль стану обладнання буде забезпечений II (нижнім) рівнем.

Третій рівень (III) – рівень датчиків, встановлених стаціонарно на конкретному силовому і високовольтному обладнанні відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.

Наведемо і проаналізуємо роботу спрощеного варіанту вирішення питання контролю стану силових трифазних знижувальних трансформаторів потужністю 25000 ... 60000 кВА.

Силовий трифазний понижуючий трансформатор на робочі напруги 110/35/10 кВ, потужністю до 25 000 кВА обслуговується підсистемами (контролерами) TIM-3 і TRANSFIX 1.6.

Спрощена схема з встановленими давачами на трансформаторі показана на рис. 4.1.

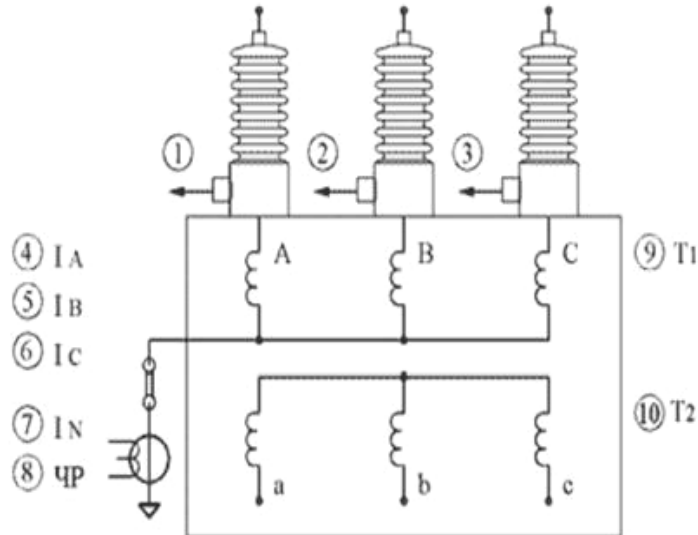


Рисунок 4.1 - Спрощена схема контролю силового трансформатора
Об'єкти діагностування і контролю в трансформаторі

На рис. 4.1 використані наст. позначення:

- ввід 110 або 35 кВ, параметри: $C1$, $tg(\delta)$, ізоляція – PDI , Qp (ґрунтується на датчиках контролю ЧР 1,2,3,8 (див. рис.4.1));
- ізоляція головних обмоток: PDI , Q_{02} (ґрунтується на датчиках 1, 2, 3, 8);
- контроль концентрацій газів: H_2 , CH_4 , CO_2 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , O_2 ; вологи в маслі (контроль концентрацій газів виконує пристрій „TRANSFIX 1.6”);
- форма обмоток, параметри: струм в нейтралі I_n несиметрія опору обмоток (виконується на датчиках струму в нулі обмотки ВН трансформатора), струм у фазах обмотки ВН (давачі струму 4, 5, 6, підключені до вторинної обмотки вбудованого трансформатора струму 35 або 10 кВ);

- система охолодження трансформатора: параметри T_1 і T_2 – температура верхньої та нижньої частини бака трансформатора (давачі температури 9 і 10).

Параметри, які контролюються та методи, які використовують для контролю наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Параметри, які контролюються на трансформаторах розподільчого пункту.

Контрольований параметр	Використовуваний метод контролю
Стан головної ізоляції	Вимірювання та аналіз ЧР в ізоляції трансформатора. Виявлення типу дефекту, кореляція інтенсивності ЧР і типу виявленого дефекту з даними хроматографії.
Контроль стану вводів	Контроль струмів провідності вводів. Відключення трансформатора при виникненні передаварійної ситуації, контроль ЧР.
Контроль опору обмоток фаз	Вимірювання та аналіз струму в нейтралі трансформатора. Виявлення несиметрії опорів обмоток, що виникає при порушенні форми обмоток після впливу струмів КЗ.
Контроль роботи системи охолодження	Вимірювання та аналіз струму в нейтралі трансформатора. Виявлення несиметрії опорів обмоток, що виникає при порушенні форми обмоток після впливу струмів КЗ.

Дачі клімату встановлюються безпосередньо чи на невеликій відстані від об'єкту для контролю температури і вологості навколишнього повітря в районі об'єкта діагностування.

Підсистема для контролю концентрацій газів TRANSFIX 1.6 (можливо застосовувати також пристрій Hydran).

Призначення підсистеми TRANSFIX 1.6 – виділення з трансформаторного масла розчинених газів методом фотоакустичної спектроскопії для аналізу розчинених газів (АРГ).

Підключення підсистеми TRANSFIX 1.6 до баків трансформаторів для відбору проб масла для АРГ виконується за допомогою трубок з нержавіючої сталі діаметром 1/4 ".

Спрощена схема пристрою TRANSFIX 1.6 з набором трубок для підключення до трансформатора показана на рис. 4.2.

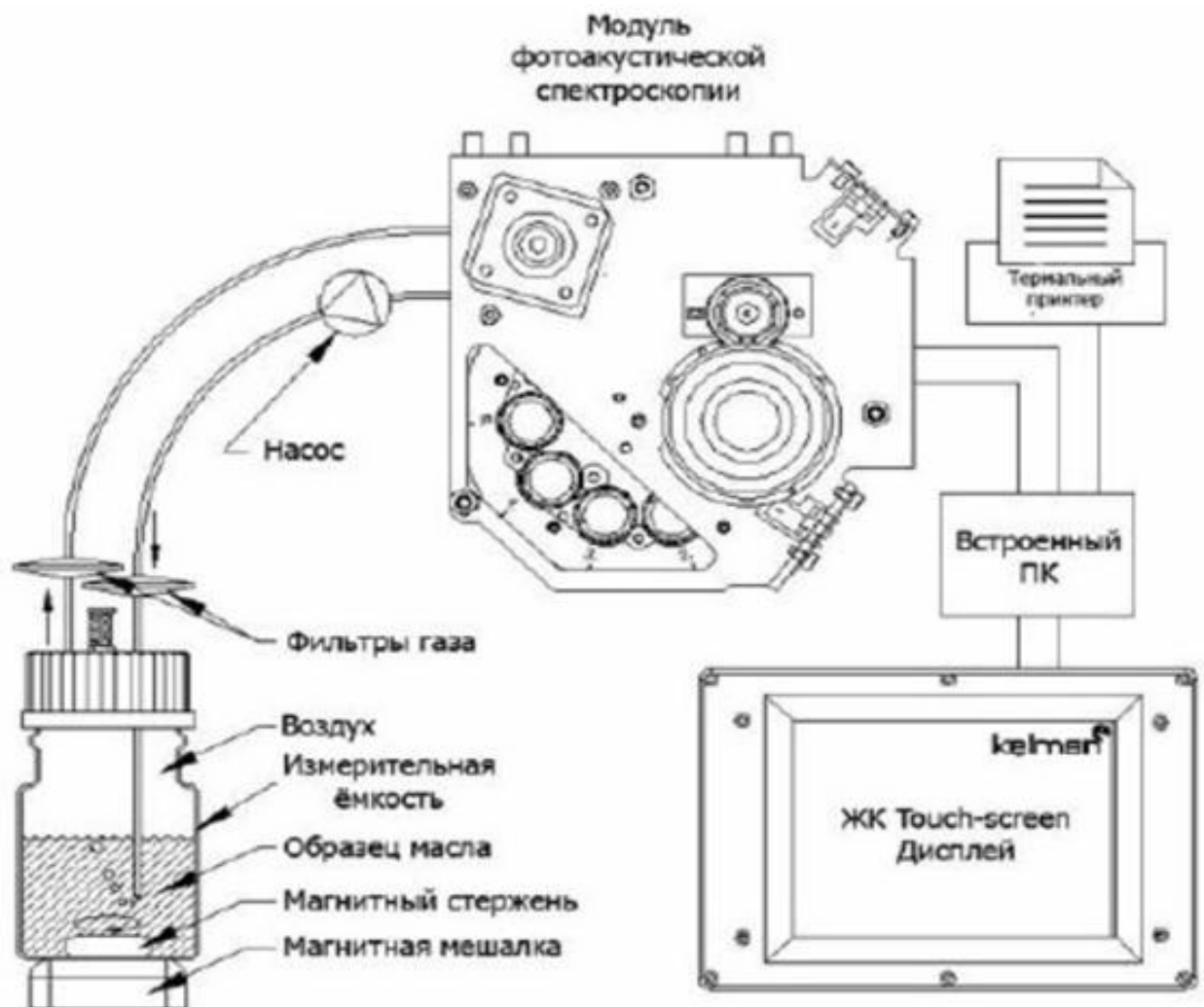


Рисунок 4.2 - Спрощена схема пристрою TRANSFIX 1.6

Датчики зовнішньої температури необхідні для контролю температури навколишнього повітря в районі об'єкта діагностування.

Окрема підсистема TRANSFIX 1.6 спільно з контролером (підсистемою) ТІМ-3 працюють через базу даних прикладного програмного забезпечення (БД ППЗ) на верхньому рівні АСМ. Методи діагностування за

допомогою параметрів виміряних контролером ТІМ-3 об'єднуються з методами діагностування за допомогою параметрів виміряних контролером TRANSFIX 1.6 в ППЗ верхнього рівня і діагностичний процесор „видає” об'єднану діагностичну довідку, а підсистеми TRANSFIX 1.6 і ТІМ-3 формують також сигнали контролю через релейні контакти.

Трансформатор являє собою складну конструкцію, що складається з декількох обмоток з різного типу ізоляцією: ізоляцією магнітної системи, ізоляцією вводів.

Діагностика заснована на вимірах характеристик ЧР, ємності вводів (C_I), тангенса кута діелектричних втрат $tg(\delta)$, зміни комплексної провідності ізоляції вводів, газохроматографічному аналізі розчинених у маслі газів і вмісту вологи. Згідно введеним в дію з 01.06.2006 р „Методичні вказівки з діагностики силових трансформаторів, автотрансформаторів, шунтуючих реакторів та їх вводів МУ 0634-2006” пропонують такі критерії оцінки стану електрообладнання, які записані в таблицю 4.2:

Таблиця 4.2. Критерії оцінки стану електрообладнання.

Норма	Норма із значними відхиленнями	Погіршений стан	Передаварійний стан
-------	--------------------------------	-----------------	---------------------

На оцінку стану впливають дефекти, що розвиваються в трансформаторі. Виявляються на ранніх стадіях наступні дефекти:

в трансформаторі:

- 1) Руйнування маслбар'єрної ізоляції в баку;
- 2) Стан ізоляції обмоток кожної фази А, В, С;
- 3) Дуга в маслі, тверда ізоляція не порушена;
- 4) Часткове термічне розкладання масла;
- 5) Термічне розкладання маслбар'єрної ізоляції;
- 6) Піроліз (термічний розклад) целюлозної ізоляції;
- 7) Піроліз масла.

під вводах трансформатора:

- 1) старіння масла і паперу остова;

2) завуглецювання поверхні фарфорового спідниці ізолятора.

Аварії вводів часто відбувається через часткове перекриття шарів з металевої фольги, використовуваної для регулювання електричного поля всередині вводів. Такі часткові перекриття не призводять до повної відмови вводу, однак збільшуються від шару до шару ізоляції до тих пір, поки напруженість електричного поля на обкладках, що залишилися, не збільшиться настільки, що це призведе до повного пробоя ізоляції вводу. Якщо виникає часткове перекриття одного шару, то ємність вводу збільшиться відповідно до таблиці 4.3 на ДС.

Таблиця 4.3 - Значення ДС при перекритті однієї обкладки для маслонаповнених вводів.

Напруга, кВ	Число обкладок	ДС, %
123	28	3,6
45	42	2,4
400	60	1,7
550	70	1,4

Зміна ємності ДС введення може бути виявлено системою моніторингу порівнянням вихідного сигналу датчика напруги з середнім значенням з інших двох фаз. Результат обробляється алгоритмом „Усереднення” для усунення дисбалансу напруги і коливань через зміни температури. Це твердження є можливим, тому процес старіння – доволі тривалий процес. При перевищенні значень включається сигнал тривоги.

За допомогою систем моніторингу можливо виконати також контроль системи примусового охолодження на базі більш складного пристрою, наприклад контролера „TDM” виробництва фірми НВП «Віброцентр» м Перм, Росія.

Блок-схема системи моніторингу та діагностики технічного стану трансформаторного обладнання на базі пристрою „TDM” представлена на рис. 4.3.

Зовнішній вигляд стелажа, в якому знаходиться I (верхній) рівень типової системи моніторингу з робочою станцією показаний на рис. 4.4.

Для оцінки стану маслонаповненого обладнання та ідентифікації аномального стану використовуються наступні стандартні гази [23]: H_2 – водень; CH_4 – метан; C_2H_6 – етан; C_2H_4 – етилен; C_2H_2 – ацетилен; CO – оксид вуглецю; CO_2 – двоокис вуглецю; O_2 – кисень; N_2 – азот.

У таблиці 4.4 наведені основні причини утворення стандартних газів в трансформаторному маслі.

У довідниковій літературі та інтернет джерелах [22, 23, 25, 26, 27] проведено оцінку стану трансформаторів за результатами аналізу розчинених у трансформаторному маслі газів (АРГ).

Для нормального стану, нового трансформатора у відповідність з вимогами стандартів в трансформаторі не повинно бути місць, що мають температуру понад 130 C , а рівень ЧР не повинен перевищувати 300 пКл. Відповідно, в новому трансформаторі має бути невелика кількість „дефектних” газів.

У довідниках [21, 23, 24, 25] характеризують нормальний рівень утворення газів у вигляді обмеженої швидкості виділення кожного компонента, а саме:

Водень $H_2 < 5$ мл/добу;

Метан $CH_4 < 2$ мл/ добу;

Етан $C_2H_6 < 2$ мл/ добу;

Етилен $C_2H_4 < 2$ мл/ добу;

Ацетилен $C_2H_2 < 0.1$ мл/добу;

Оксид вуглецю $CO < 50$ мл/ добу;

Двоокис вуглецю $CO_2 < 200$ мл/ добу.

Проведене дослідження та узагальнення даних заводських випробувань трансформаторів під навантаженням у країнах Європи [23, 25] (так званий Heat Run Test) підтвердило, що в нормальному обладнанні при

робочих навантаженнях виділяється незначна кількість газу. Результати цих досліджень наведені в таблиці 4.5.

При нормальному стані в експлуатації, враховуючи велику кількість причин утворення газів в експлуатації, за нормальний рівень приймають значення концентрації газів, які спостерігаються в 90% нормально працюючих трансформаторах або за експертною оцінкою на підставі досліджень.



Рисунок 4.3 Блок-схема системы мониторинга і діагностики технічного стану трансформаторного обладнання на базі пристрою „ТДМ”

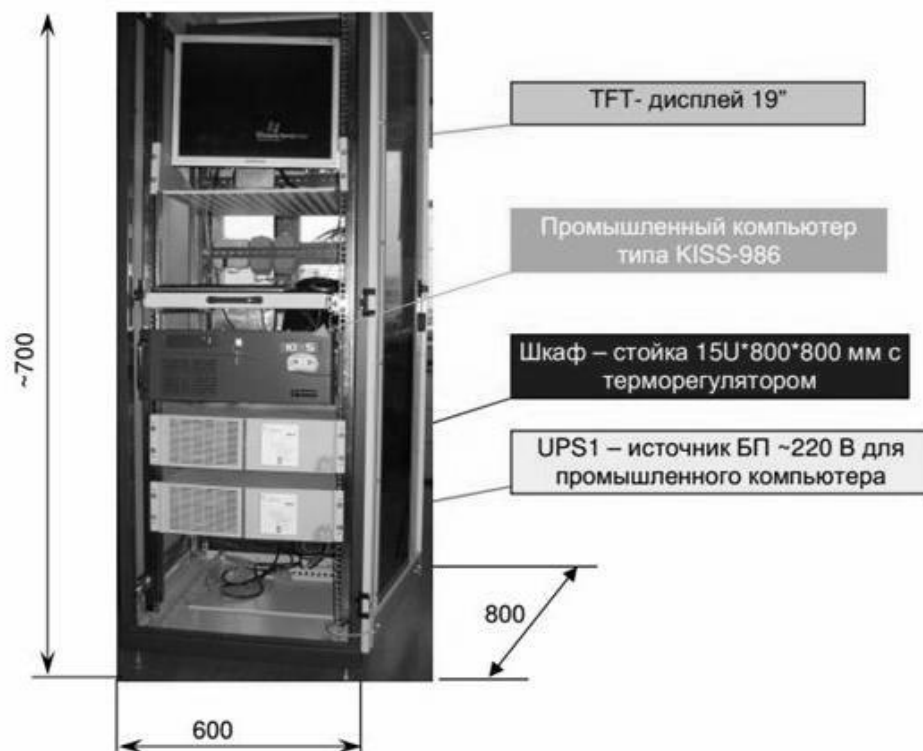


Рисунок 4.4 Зовнішній вигляд стелажа верхнього рівня з робочою станцією типової системи моніторингу

Таблиця 4.4 Характеристика стану газів, які виділяються в трансформаторному маслі.

Гази	Характеристика стану
H_2	ЧР малої енергії. Специфічний газ при впливі температури (особливо на масло, приготоване методом гідроочищення).
C_4H_8 бутен-1	За даними АН України – ключовий газ при температурі 200-300°C, може становити майже (а іноді й більше) 90% від загальної кількості газів.
C_3H_6 C_2H_6 CH_4	Ключові гази при піролізі масла при 300-500°C
C_2H_4	Симптом перегріву вище 500° С; можливе утворення вуглецю
C_2H_2	Виникнення перегріву з температурою 800-1200 ° С (супроводжується виділенням етилену й інших вуглеводнів). Утворення бульбашок газу. Сильні розряди або дуга в маслі (супроводжується виділенням водню).

CO	Піроліз целюлозної ізоляції
CO ₂	Окислення масла (супроводжується поглинанням кисню)

Таблиця 4.5 Усереднені дані результатів досліджень бездефектних трансформаторів.

Гази	Результати дослідження більш як 150 бездефектних трансформаторів [25]. Усереднені дані після дослідження.
H ₂	0.71 ррт
CO	1,59 ррт
CO ₂	8,99 ррт
C ₂ H ₂	0.06 ррт
C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆	1,59

Стандарт IEEE [23] встановлює чотири рівні, що дозволяють оцінити ризик експлуатації обладнання з невідомою історією. Крім граничних концентрацій конкретного з газів, встановлюється також рівень суми горючих газів (СГГ).

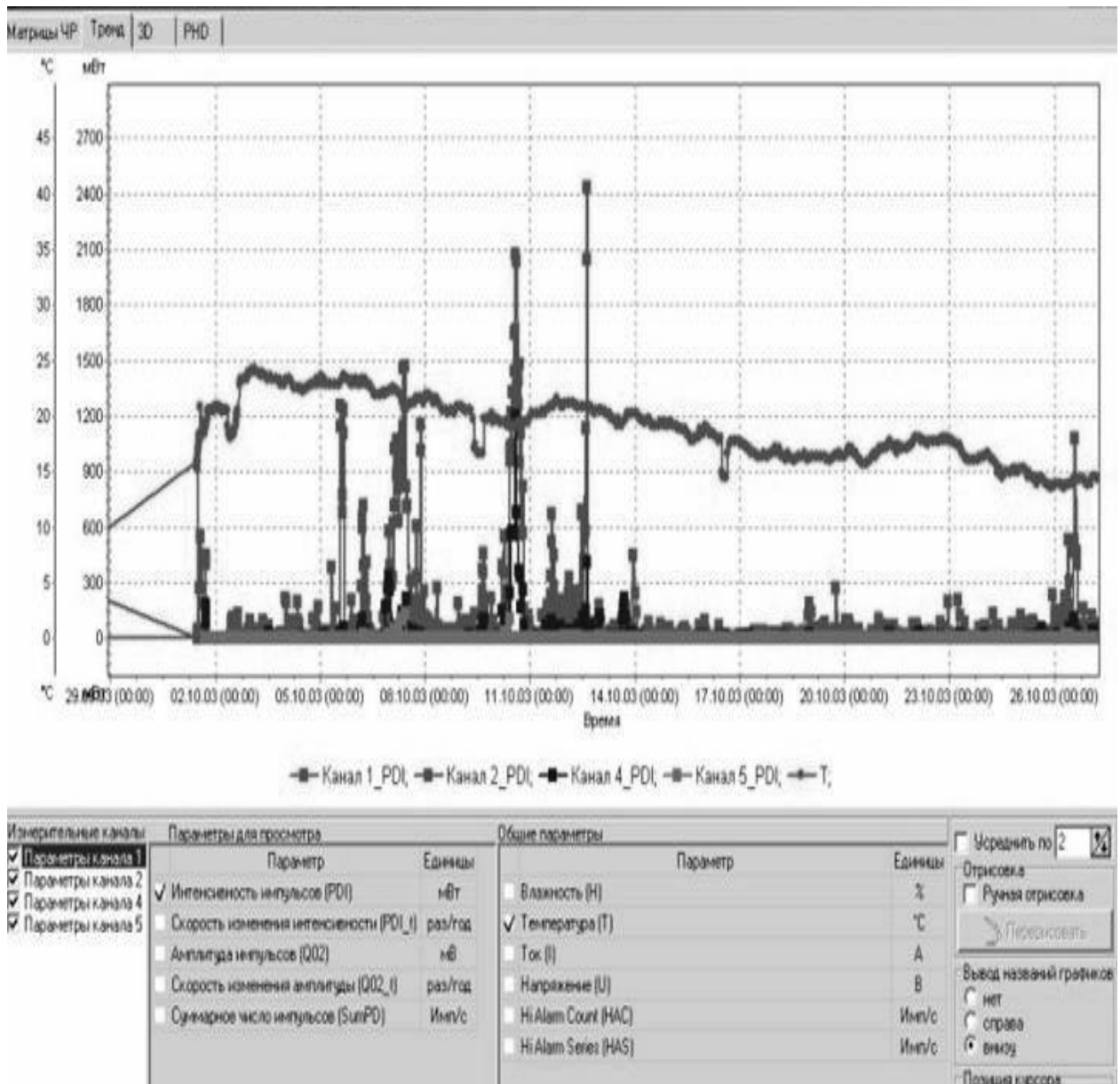


Рисунок 4.5 Приклад відображення на моніторі одного із параметрів технічного стану трансформатора

Стан 1 – Задовільний;

Стан 2 – Рівень горючих газів вище нормального; можлива наявність дефекту, потрібне/можливе з'ясування чи дослідження;

Стан 3 – Високий рівень деградації; ймовірна наявність дефекту; потрібне додаткове дослідження;

Стан 4 – Продовження експлуатації може призвести до пошкодження.

Неможливо провести достовірну діагностику стану трансформаторного обладнання, ґрунтуючись тільки на параметрах вимірних однакових фізичних величин, наприклад, ЧР. В системі враховуються не тільки струми навантаження, ЧР та їх похідні, але й аналіз

розчинених газів у трансформаторному маслі та вміст у ньому вологи. В ідеалі необхідно було б включити в БД і результати термографування трансформатора. Такі результати термографування на сьогоднішній день вводяться в БД вручну після їх попередньої обробки.

Алгоритм діагностування та прогнозу технічного стану згідно розробкам українських та європейських фірм умовно складається з чотирьох частин:

1. Формування БД вимірних під робочою напругою параметрів;
2. Моніторинг всіх заявлених параметрів і порівняння їх з введеними „параметрами”: „Норма”, „Норма зі значними відхиленнями”, „Погіршення стану”, „Передаварійний стан”, „Аварія”.

3. Якщо один із заявлених вимірних параметрів перейшов з одного із заявленого станів в інше, то включається математичний апарат обробки даних з БД: підключаються кореляційні функції, проводиться кубічна, параболічна або лінійна апроксимації та ін. Будується тренд розвитку. По ньому йде виявлення дефектів, які розвиваються, й їх місце виникнення. При цьому враховуються методики розпізнавання дефектів побудованих на базі відмінних один від одного фізичних величинах.

4. Формування об'єднаної діагностичної довідки з силового трансформатору і прогноз технічного стану за найгіршим параметром.

Системи моніторингу та телемеханічного управління силових трансформаторів здатні також автоматично визначати оптимальне число задіяних охолоджувачів для забезпечення необхідної температури верхніх шарів масла при коливаннях навантаження і температури охолоджувального середовища [24].

Вирішення цього завдання дає можливість уникнути:

- Включення надлишкового числа охолоджувачів, що дає суттєву економію електроенергії;
- Збільшення в'язкості масла і видалення зайвої вологи при коливаннях температури, що призводить до зниження ресурсу обладнання.

Такі системи дозволяють відслідковувати режими роботи трансформатора і на підставі отриманої інформації виконувати моделювання

теплових процесів з видачею рекомендацій по оптимальному управлінню охолодженням.

Підтримання однієї температури позитивно позначається на загальному стані трансформатора і значно продовжує його термін служби.

Таким чином запропонована у магістерській роботі система діагностики (моніторингу) та телемеханічного управління основного обладнання відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ та ЛЕП, що підходять до нього, дасть змогу оперативно отримувати інформацію про стан роботи розподільчого пристрою, вчасно виявляти та попереджувати дефекти та аварійні стани, контролювати стан ізоляції на ЛЕП, у силових трансформаторах, іншому обладнанні розподільчого пристрою. А це, в свою чергу, підвищить енергоефективність роботи розподільчого пристрою, зменшить затрати на його експлуатацію та обслуговування.

4.2 Висновки до розділів 3, 4

За результатами експериментальних досліджень можна зробити висновки:

- система розширеної діагностики і керування обладнанням розподільчого пристрою повинна базуватися на результатах проведення

сукупності «on-line» тестів, що виконуються на працюючому обладнанні в автоматизованому режимі з максимальною абсолютною похибкою $\pm 3,5 \%$ і середньою відносною похибкою менше 5% ;

- система моніторингу ЛЕП, які приєднані до розподільчого пристрою 110/35/10 кВ визначає місця дефектів по реєстрації часткових розрядів з точністю до опори, у абсолютному вимірі відстаней це складає ± 20 м – при синхронізації по GPS, ± 2 м – при синхронізації по оптоволокну (середня відносна похибка не перевищує 3%);

- діагностика роботи трансформаторів 110/35 кВ 35/10 кВ проводиться автоматизованою системою моніторингу з відкритою тривірневою архітектурою, що дозволяє розширювати її функціональні можливості шляхом додавання нових датчиків, інтелектуальних контролерів, алгоритмів обробки сигналів і діагностування нових об'єктів електротехнічного призначення відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1. Розрахунок параметрів основних трансформаторів розподільчого пристрою, що оптимізуються автоматичною системою керування.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартної величини 100 В або $100/\sqrt{3}$ В, яка використовується у приладах контролю та управління, та для відокремлення кіл високої напруги.

Такі трансформатори напруги вибираються по напрузі установки, конструкції і/чи класу точності. Вони встановлюються на кожній секції збірних шин. У розподільчих пристроях, що розглядаються в роботі, для кіл 110 кВ можуть застосовуватися трансформатори типу НКФ, в колах напругою 35 кВ рекомендується встановлювати трансформатори типу ЗНОМ, а для кіл напругою 10 кВ – трансформатори типу НАМІ з двома вторинними обмотками, одна з яких використовується для приєднання вимірювальних приладів, а інша – для контролю стану ізоляції.

Для того, щоб трансформатор не вийшов із заданого класу точності, повинна виконуватися наступна умова:

$$S_{\text{СПРИБ}} < S_{\text{НОМ}}$$

де $S_{\text{СПРИБ}}$ – навантаження вимірювальних приладів трьох фаз, ВА;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора напруги, ВА.

За умовами механічної міцності з'єднавальні провідники рекомендується вибирати з мідного дроту перерізом 1,5 мм².

Для кола напругою 110 кВ пропонується вибрати трансформатор типу НКФ-110-58У1, паспортні характеристики якого наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 Паспортні характеристики трансформатора НКФ-110-58У1

Уном, кВ	Номинальна напруга обмоток, В		Номинальна потужність в класі 0.5 ВА	Гранична потужність ВА	Група з'єднання
	Первинна	Вторинна			
110-100	110000/ÖЗ	100/ÖЗ	400	2000	1/1/1-00

Вторинне навантаження НКФ-110-58У1 наведене в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 Вторинне навантаження НКФ-110-58У1.

Прилади	Тип приладу	Потужність однієї обмотки, ВА	К-ть обмоток	cosf	К-ть приладів	Загальна споживана потужність	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е-365	2	1	1	1	2	
Осцилограф	-----	8	1	1	1	8	
ФІП	-----	3	1	1	1	3	
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	
ВАрметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	
Лічильник активний	Ф-68700В	2	2	0,38	2	8	19,47
Лічильник реактивний	Ц-6801	2	2	0,38	2	8	
Разом						35	38,94

Повна потужність вторинної навантаження трансформатора розраховується по формулі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\Sigma P_{\text{прил}}^2 + \Sigma Q_{\text{прил}}^2}, \quad (5.1)$$

де $SP_{\text{прил}}$ и $SQ_{\text{прил}}$ – відповідно активне та реактивне навантаження трансформатора, вибране з таблиці

$$S_{2S} = \sqrt{35^2 + 38,94^2} = 52,35 \text{ ВА}$$

$$S_{2S} = 52,35 < S_{2H} = 400 \text{ ВА}$$

Умова виконується, тому такий тип трансформатора НКФ-110-58Т1 можливий для вибору.

Для кола напругою 35 кВ можливе використання трансформатора типу НАМІ-35-УХЛ1, паспортні параметри якого наведено в табл. 5.3, а вторинне навантаження – у табл. 5.4.

Таблиця 5.3 Паспортні характеристики трансформатора НАМІ-35-УХЛ1.

Уном, кВ	Номінальна напруга обмоток, В		Номінальна потужність в класі 0.5 ВА	Гранична потужність ВА	Група з'єднання
	Первинна	Вторинна			
35	35000	100	360	2000	1/1/1-00

Таблиця 5.4 Вторинне навантаження НАМІ-35-УХЛ1.

Прилади	Тип приладу	Потужність однієї обмотки, ВА	К-ть обмоток	cosφ	К-ть приладів	Загальна споживана потужність	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е-365	2	1	1	1	2	
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	
ВАрметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	
Лічильник активний	Ф-68700В	2	2	0,38	2	8	19,47
Лічильник реактивний	Ц-6801	2	2	0,38	2	8	19,47
Разом						24	38,94

Знову ж повну потужність вторинної навантаження трансформатора розраховується по формулі 5.1. Величини залишаються аналогічними, тільки для трансформатора НАМІ-35-УХЛ1.

$$S_{2S} = \sqrt{24^2 + 38,94^2} = 45,74 \text{ ВА}$$

$$S_{2S} = 45,74 < S_{2H} = 400 \text{ ВА}$$

Виконання умови досягнуто.

Для кола напругою 6 кВ вимірювальні трансформатори напруги є складовими частинами шаф комплексу розподільчої установки (КРУ). У таких установках використовуються трансформатори напруги типу НАМІ-6.

Умови для їх вибору:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{2\Sigma} = 134,7 \text{ ВА} \leq S_{2\text{Н}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}.$$

Три однофазних трансформатора напруги, які з'єднані зіркою, споживають потужність:

$$S_{2\text{Н}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}.$$

Повна потужність вторинного навантаження також розраховується відповідно до формули 5.1:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58^2 + 121,6^2} = 134,7 \text{ ВА}$$

Характеристики вторинного навантаження трансформатора НАМІ-6 вказані в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Вторинне навантаження трансформатора напруги НАМІ-6

Прилади		Тип приладу	Потужність одієї обмотки	К-ть обмоток	cos φ	sin φ	К-ть приладів	Загальна споживана потужність	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Збірн. шина	Е-365	2	1	1	0	1	2	
Ватметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
ВАрметр	Ввід 6 кВ от трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Лічильник активної енергії		СА3-Н681	2	2	0,38	0,92	1	4	9,74
Лічильник реактивної енергії		СР4-Н689	3	2	0,38	0,92	1	6	14,6

Лічильник активної енергії	Лінії 6 кВ	СА3-Н681	2	2	0,38	0,92	4	16	38,9
Лічильник реактивної енергії		СР4-Н689	3	2	0,38	0,92	4	24	58,4
Разом								58	121,6

Умови перевірки відповідності трансформаторів задовільні і у цих межах будуть підтримуватися оптимізованою автоматичною системою управління за нормальних умов функціонування розподільчого пристрою.

5.2 Розрахунок характеристик трансформаторів власних потреб розподільчого пристрою 110/35/10 кВ.

Власні потреби підстанції розподільчого пристрою є одним з найбільш відповідальних споживачів, тому що від надійної роботи апаратів та механізмів власних потреб залежить нормальне функціонування як самої підстанції, так і всього розподільчого пристрою в цілому.

На всіх підстанціях такого типу необхідно встановлювати не менше двох трансформаторів власних потреб.

Електричні схеми власних потреб повинні передбачати під'єднання трансформаторів власних потреб до різних джерел живлення (вводів різних трансформаторів, різних секцій розподільчого пристрою та ін.). На боці низької напруги трансформатори власних потреб повинні працювати окремо від автоматизованої системи управління роботою розподільчого пристрою.

Потужність трансформаторів власних потреб вибирається по навантаженню власних потреб із врахуванням коефіцієнта завантаження та одночасності роботи елементів. В залежності від конкретно вказаних значень потужності власних потреб визначаємо необхідну потужність механізмів власних потреб ($P_{уст} \times Q_{уст} \text{ при } \cos \varphi = 0,85$) та розрахункову потужність.

$$S_{расч} = K_c \times \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (5.2)$$

де $K_c = 0,8$ – коефіцієнт, який враховує коефіцієнти завантаження та одночасності роботи.

Практично на двохтрансформаторних розподільчих пристроях, яким є той, що проектується, підстанція комплектується двома трансформаторами власних потреб.

Потужність трансформатора власних потреб має відповідати умові:

$$S_{в.п.} \geq S_{розр.} / K_{\Pi} \quad (5.3)$$

де $K_{\Pi} = 1,3$ – коефіцієнт допустимого аварійного перенавантаження.

Захист трансформаторів власних потреб з номінальною потужністю до 250 кВ×А включно здійснюється плавкими запобіжниками для високої напруги та автоматичними вимикачами для низької

Установки для охолодження трансформаторів розподільчого пристрою (з паспортних значень) споживатимуть потужність:

$$P_{уст} = 2 \times 3,5 = 7 \text{ кВт},$$

$$Q_{уст} = P_{уст} \cdot \text{tg}j ; Q_{уст} = 7 \times 0,62 = 4,34 \text{ кВАр};$$

Потужність, що споживається для підігріву вимикачів:

$$\text{ВГТ} - 110 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 1,8 \times 4 = 7,2 \text{ кВт},$$

$$\text{ВГБЕ} - 35 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 1,8 \times 8 = 14,4 \text{ кВт};$$

Потужність, що споживається для підігріву провідників роз'єднувачів:

$$\text{на } 110 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 0,6 \times 10 = 6 \text{ кВт},$$

$$\text{на } 35 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 0,6 \times 14 = 8,4 \text{ кВт};$$

Потужність, що споживається опаленням, освітленням, вентиляцією та ін. службового приміщення розподільчого пристрою

$$P_{уст} = 30 \text{ кВт};$$

Освітлення на території розподільчого пристрою споживає потужність:

$$\text{на стороні } 110 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 5 \text{ кВт},$$

$$\text{на стороні } 35 \text{ кВ} \quad P_{уст} = 5 \text{ кВт};$$

Для устаткування, що відповідає за масляне господарство для трансформаторів, має використовуватись потужність:

$$P_{уст} = 100 \text{ кВт};$$

Для устаткування апаратури зв'язку та телемеханіки врахуємо потужність:

$$P_{уст} = 1 \text{ кВт};$$

Потужність, яка споживається агрегатами для підзарядки:

$$P_{уст} = 2 \times 23 = 46 \text{ кВт},$$

$$Q_{уст} = P_{уст} \times \text{tgj} ; Q_{уст} = 46 \cdot 0,45 = 20,7 \text{ кВАр}.$$

По загальній формулі визначаю розрахункову потужність трансформаторів власних потреб:

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \times \sqrt{(7 + 7.2 + 14.4 + 16 + 8.4 + 30 + 5 + 5 + 100 + 1 + 46)^2 + (4.34 + 20,7)^2} = 194 \text{ кВА} \quad (5.4)$$

Номінальна потужність трансформатора власних потреб у робочому режимі буде дещо меншою:

$$S_{н.н.} = 194 / 1,3 = 149.2 \text{ кВА}.$$

Розрахунковим значенням повністю задовольнятиме доволі розповсюджений трансформатор марки ТМ – 10/6/0,4, у якого на стороні високої напруги $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$, або $U_{ВН} = 6 \text{ кВ}$, а на стороні низької – $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$.

Для захисту трансформаторів власних потреб, а, значить, і безперебійної роботи всієї автоматизованої системи управління розподільчим пристроєм необхідно передбачити використання запобіжників. Їх вибір потребує врахування номінального значення робочої напруги $U_{ном.} = 6 \text{ кВ}$, номінального струму $I_{н.с.}$ та струму короткого замикання $I_{ПЗ} = 32.8 \text{ кА}$.

$$I_{Р.М.} = \frac{S_{РАСЧ}}{\sqrt{3} \times U_{НН}} ; I_{Р.М.} = \frac{194}{\sqrt{3} \times 10} = 17.8 \text{ А} \quad (5.5)$$

Пропонується застосувати запобіжник марки ПКТ 101 – 6 – 16 31,5 УЗ із величинами номінального струму $I_{НОМ.}$ та струму відключення $I_{ВІДКЛ.}$:

$$I_{НОМ.} = 16 \text{ А} > I_{Р.М.} ; I_{ВІДКЛ.} = 31,5 \text{ кА} \leq I_{ПЗ}$$

Обраний запобіжник задовольняє умовам.

6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1. Економічна ефективність телемеханічного управління та системи моніторингу силових трансформаторів у розподільчих пристроях 110/35/10 кВ.

До систем діагностики і моніторингу як у нашій країні, так і за кордоном, підходять з позиції, що згадана система запобігає більшості відмов електрообладнання. Інші економічні переваги розглядаються з урахуванням специфіки підприємства або ситуації.

Цей підхід визначає стратегічну вигоду, засновану на можливості запобігти більшості відмов. Усунення побічних збитків також є частиною стратегічної вигоди.

Для розрахунку зменшення ступеня відмови при застосуванні систем діагностики і моніторингу під робочою напругою повинно бути враховано значення ступеня виявлення більшості дефектів. Це значення складно розрахувати, тому тільки моніторинг значного числа параметрів обладнання протягом декількох років може дати достовірний результат. Тому на сьогоднішній день може бути зроблена тільки приблизна оцінка, заснована на досвіді застосування систем діагностики і моніторингу в Україні та інших країнах Європи.

При тривалому спостереженні виділення розчинених у трансформаторному маслі газів при дефектах, прискорення старіння через підвищеного вмісту вологи в маслі або аномального нагріву в результаті дефектів охолоджувальної системи, ймовірність виявлення параметрів, що визначатимуть ступінь дефектів складає, орієнтовно, 70%. З оцінки внутрішнього тиску масла і визначення раннього старіння впливає, що ступінь виявлення дефектів в маслонаповнених вводах становить приблизно 80%. Завдяки інтенсивному контролю механічних і електричних параметрів ступінь виявлення дефектів становить близько 75%.

Система діагностики і моніторингу на базі термічної моделі, видає попередження у разі виникнення проблем з системою охолодження (тобто

відмова вентиляторів і маслонасосів, забруднення охолоджувачів). При такому підході ймовірність визначення ступеня дефектів – більше 95%.

У таблиці 6.1 проаналізовано ступінь пошкодження силових трансформаторів в країнах Європи (у тому числі й в Україні) [25].

Таблиця 6.1 Ступінь пошкодження силових трансформаторів в країнах Європи.

Клас напруги ВН силового трансформатора, кВ	Число одиниць протестованих трансформаторів	Показик відмови, f
до 245	419	1,19%

Причини відключення з простоєм більше 1 дня і ступінь визначення системою розширеного моніторингу ризиків та дефектів силових трансформаторів наведено в таблиці 6.2

Таблиця 6.2 Результати розширеного моніторингу ризиків та дефектів силових трансформаторів.

Компонент	Ризик кожного компонента, r_n	Степінь визначення дефекта, d_n
Обмотка + сердечник	35%	70%
РПН	40%	75%
Ввід	14%	80%
Допоміжні пристрої	5%	100%

Загальну ймовірність P_{tot} виявлення можливої відмови системою діагностики на силових трансформаторах класом напруги до 245 кВ можна розрахувати перемножуючи показник відмови (f) за рік (табл. 6.1), ризик кожної частини (r_n) і ступінь виявлення кожній частині (d_n) з табл. 6.2:

$$P_{tot} = f * \Sigma (r_n * d_n) = 0,85 \%$$

Тобто система розширеного моніторингу під робочою напругою на силових трансформаторах може зменшити число відмов з 1,19% на рік до 0,85% на рік.

Для розрахунку економії від запобігання відмови дана ймовірність повинна бути помножена на витрати в результаті відмови. Ці витрати (капремонт, часткове перемотування, тощо) приймаються рівними половині вартості нового трансформатора (ВНТ). Щорічна економія тоді буде рівною:

$$S = P_{tot} * E_{mul} = 0.85\% * 0.5 * ВНТ / рік = 0.42\% * ВНТ / рік$$

де E_{mul} – витрати у разі відмови.

Приблизна ступінь відмови, яка залежить від тривалості та умов роботи трансформатора, може бути вищою при збільшенні економічних показників. Беручи до уваги тільки економію коштів у результаті запобігання більшості відмов (P_{tot}), можна виконати аналіз витрат і результатів внаслідок роботи системи розширеної діагностики трансформаторів. На основі припущення – що корисний очікуваний термін служби системи розширеного моніторингу та телемеханічного керування розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ становить 10 років, економія S дорівнює:

$$S_{10p} = P_{tot} * E_{mul} * 10p = 4,2\% * ВНТ$$

Тобто, використання системи розширеної діагностики та телемеханічного управління протягом 10 років дозволяє заощадити 4,2% від вартості нового трансформатора. Це твердження не залежить від стратегічної важливості трансформатора, іншими словами, така система діагностики та керування може бути застосована до силових трансформаторів різного класу напруги, та й не лише силових. Проведений розрахунок зроблений без урахування побічних збитків і економії в результаті ремонту за станом трансформатора, який придатний для всього парку трансформаторів, відповідно фінансова вигода виявиться вищою.

За офіційними даними, опублікованими на сайтах та у літературі [6, 11, 21] вартість підсистеми контролю технічного стану трансформаторного обладнання становить близько 60 тис. грн. (без врахування вартості підключення системи розширеної діагностики та управління до трансформаторного обладнання, монтажу і пусконаладки). Вартість трансформатора напругою 110/35/10 кВ і потужністю до 180000 кВА становить порядку 2,3-3 млн. грн. по цінах на жовтень 2019 року, тобто витрати на забезпечення силового трансформатора системою розширеного

моніторингу складають 3%, що є економічно вигідним та доцільним в рамках розрахунків зроблених вище для значень, які порівнюються.

6.2 Розрахунок капіталовкладень при введенні у дію системи телемеханічного управління відкритим розподільчим пристроєм.

Розрахунок капіталовкладень включає капітальні витрати на лінії електропередачі K_l і обладнання $K_{об}$

$$K = K_l + K_{об}$$

Для нормальної роботи відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ необхідно встановити вимикачі, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруг, інше допоміжне обладнання, яке описане в розділах 1-4 даної магістерської роботи, сумарна вартість такого обладнання – 83,8 тис. грн. (по цінах на жовтень 2019 року).

В свою чергу капітальні вкладення в ЛЕП довжиною l_l розраховуються через питомі капітальні вкладення $k_{ол}$ за формулою:

$$K_l = l_l * k_{ол}$$

При реконструкції ділянки мережі знадобляться кошти для будівництва нової лінії $K_{лр}$ і кошти на демонтаж діючої лінії $K_д$. Для обслуговування лінії будуть потрібні щорічні витрати $B_{лр}$. Від продажу проводів з існуючої лінії на брухт можна виручити кошти у розмірі $K_б$. Тоді витрати на реконструкцію складуть:

$$K_p = K_{лр} - (K_б + K_д).$$

Згідно [26] вартість демонтажу складає $K_д = 0,5 * K_m$. В свою чергу, в [26] для повітряних ліній 110, 35, 10 кВ на залізобетонних опорах приймати вартість монтажних робіт $K_m = 0,85 * K_l$. Тоді:

$$K_д = 0,5 * 0,85 * K_l = 0,425 * K_l$$

Лінії виконано сталєво-алюмінієвими проводами, тому вартість брухту буде включати вартість алюмінію і сталєвого дроту. Дані для проводів, що замінюються, згідно [29] для одного кілометра приведено в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Дані для визначення вартості брухту

Марка проводу	Маса 1 км алюмінієвої частини проводу, т.	Маса 1 км сталевого сердечника, т.	Ціна алюм., тис. грн.	Ціна сталі, тис. грн.
АС 70/11	0,188	0,88	5	2
АС 95/16	0,261	0,124		
АС 120/19	0,324	0,147		
АС 150/24	0,409	0,190		

6.3 Розрахунок щорічних витрат на обслуговування та обладнання розподільчого пристрою 100/35/10 кВ

Щорічні витрати складаються з постійних витрат на обслуговування ліній електропередач і обладнання B_n і вартості втрат електроенергії B_e

$$B = B_n + B_e.$$

Втрати на обслуговування розраховуються як частка від відповідних капіталовкладень

$$B_n = (P_n / 100) \cdot K$$

Норма P_n встановлюється [29] окремо для ліній електропередачі і обладнання.

Вартість втрат електроенергії DW розраховується за середньою закупівельною ціною на електроенергію Π_c (згідно з Постановою Кабінету міністрів України від 22.02.2019р $\Pi_c = 0,7167$ т.грн/МВт·за рік):

$$B_e = \Pi_c \cdot DW.$$

Оскільки вартість трансформаторного обладнання, втрат у ньому тощо розраховувалась в пункті 6.1, то втрати електроенергії DW будемо враховувати тільки у ЛЕП.

Під втратами електроенергії в елементах мережі розуміють величину, на яку змінюються втрати до та після реконструкції [21, 29], тобто знаходять їх як різницю між тими втратами, які будуть спостерігатися в

мережі, тобто, які називають „новими” $DW_{нов}$, і тими, що існують в мережі перед реконструкцією, які називають „старими” $DW_{стар}$

$$dW = DW_{нов} - DW_{стар}$$

Величини втрат електроенергії в свою чергу розраховуються за втратами потужності dP , які вибираються з відповідних результатів розрахунку усталеного нормального режиму роботи відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ,

$$dP = \Delta P_{нов} - \Delta P_{стар}$$

Далі визначають втрати електроенергії:

$$d\Delta W = dP_{л} * t..$$

де t – проміжок часу, протягом якого потрібно розрахувати втрати електроенергії (як правило кратний року).

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1.1 Характеристика ділянки електричної мережі напругою 110/35/10 кВ з точки зору охорони праці.

Перед тим, як висвітлити питання даного розділу коротко оглянемо наступні види обладнання: розподільчі пристрої 110/35/10 кВ, лінії електропередач напругою 110/35/10 кВ, трансформатори 110/35/10 кВ, компенсуючі пристрої та протиаварійну автоматику.

Трансформатор – це прилад для перетворення електричної енергії. Установка трансформатора має забезпечувати його безпечний огляд. Трансформатори напругою 110/35/10 кВ не обладнують автоматичною системою пожежогасіння, але встановлюють в окремих камерах чи на перших поверхах будівель.

Аварійні ситуації на трансформаторах пов'язані в першу чергу з їх перевантаженням: кипіння чи горіння масла при перевищенні робочої температури, коротке замикання на корпус чи міжвиткове замикання внаслідок пошкодження обмоток.

Компенсуючі пристрої (КП) виконані на базі конденсаторних батарей, тобто вимоги правил налаштування електрообладнання (ПНЕ) до них однакові. Таким чином, КП – це електроустаткування, що складається з конденсаторів, допоміжного устаткування та ошиновки. Конденсаторні батареї на напругу 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ мають збиратися з конденсаторів з номінальною напругою що дорівнює номінальній напрузі мережі, в трьохфазній мережі поєднуються трикутником або зіркою.

До аварійних ситуацій на конденсаторних батареях відносять коротке замикання на корпус, термічне пошкодження, істотне перевищення номінального струму батареї та напруги.

Роз'єднувач КП має бути заблокований з заземлюючими ножами з боку батареї та з вимикачем батареї. Конденсатори мають бути обладнані розрядними пристроями (для КП 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ це трансформатори напруги або прилади з активно-індуктивним опором). Апарати та струмопровідні частини КП мають забезпечувати тривале проходження струму який становить 130% від номінального. КП повинен мати захист від струмів КЗ, що діє без витримки часу, та захист від перевищення напруги, що має вмикатися з витримкою часу в 3-5 хвилин.

До засобів захисту відносять наступні три види обладнання:

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, які можуть опинитись під напругою. Застосовується при напрузі змінного струму 380 В і вище, а постійного – 440 В і вище у всьому електроустаткуванні.

Фізична суть дії захисного заземлення, в основному, полягає у зниженні напруги дотику. Спеціально виконане електричне з'єднання між металевим корпусом обладнання, яке опинилося під напругою, і землею повинно мати достатньо малий, порівняно з тілом людини, опір, що дозволяє знизити силу струму, що проходить через тіло людини, яка торкнулася цього обладнання, до безпечної величини. У відповідності з існуючими вимогами найбільший допустимий опір розтіканню струму заземлюючого захисного заземлення електроустаткування напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю становить 10 Ом – при сумарній потужності джерела живлення не більше 100 кВ*А, і 4 Ом – понад 100 кВ*А. Отже, опір 4 Ом слід розглядати, як необхідну умову оптимального заземлення, що має бути покладено в основу його розрахунку.

Занулення – це навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним дротом металевих не струмоведучих частин, які можуть опинитись під напругою.

Наявність з'єднання металевих не струмоведучих частин електроустаткування з нульовим дротом живильної мережі перетворює замикання фази на корпус в однофазне коротке замикання. Струм короткого замикання, що виникає при цьому, повинен забезпечити спрацювання пристроїв

максимального струмового захисту і автоматично вимикати пошкоджене обладнання мережі живлення.

Занулення виконують у тих самих випадках, що і захисне заземлення.

Захисне відключення – швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки при виникненні в ній небезпеки ураження струмом.

Захисне відключення застосовують як основний засіб захисту спільно із захисним заземленням або зануленням. У цьому разі обладнання захисного відключення повинно забезпечувати безпеку при доторканні до корпусу обладнання, яке опинилося під напругою, здійснювати автоматичний контроль безперервності ланцюгів захисного заземлення і занулення, а також самоконтроль.

7.1.2 Розрахунок занулення експериментальної ділянки

Призначення занулення – усунення небезпеки ураження струмом у випадку дотику до корпусу електроустановки та іншим металевих неструмопровідних частин, які опинилися під напругою відносно землі внаслідок замикання на корпус та з інших причин (рис. 7.1).

При замиканні на занулений корпус струм короткого замикання проходить через наступні ділянки кола: обмотку трансформатора живильної підстанції, фазний провід і нульовий провід. Значення цього струму визначається фазною напругою і повним опором кола короткого замикання:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{т}}}{3} + Z_{\text{п.ф.о}}}$$

де U_{ϕ} – фазна напруга лінії живлення, (для розрахунку вибрано значення $U_{\phi}=380 \text{ В}$);

$\frac{Z_T}{3}$ – опір трансформатора живлення з вторинною напругою (значення для

розрахунку 0,4 кВ), $\frac{Z_T}{3} = 3,52 \text{ мОм};$

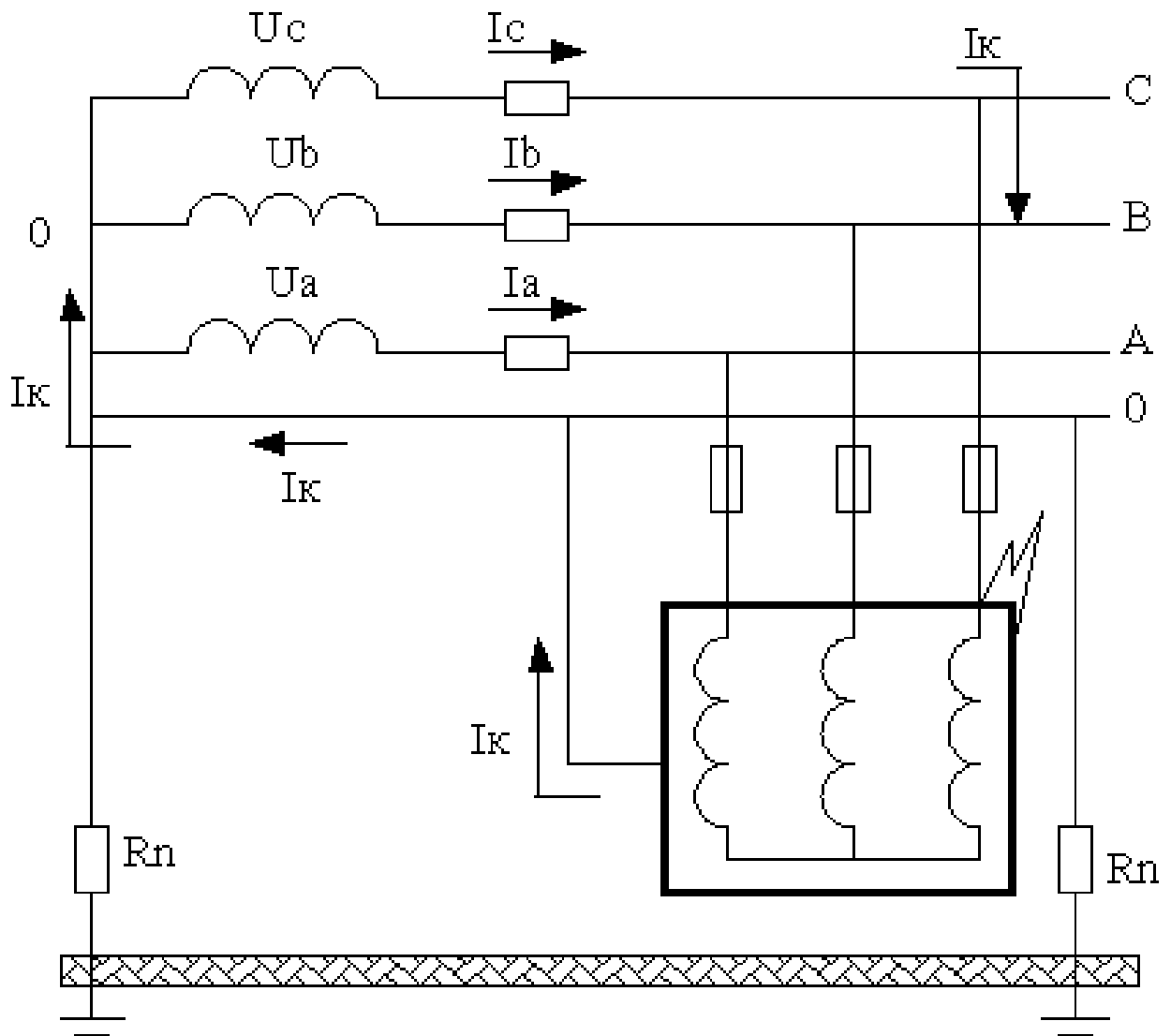


Рисунок 7.1 - Принципова схема занулення

Людина, яка має контакт з корпусом двигуна в момент замикання на корпус, потрапляє під напругу дотику, рівну падінню напруги на нульовому проводі:

$$U_{пр} = I_{кз} \times Z_n$$

В аварійному режимі напруга $U_{пр}$ в залежності від часу його впливу не повинна перевищувати певної величини ГОСТ 12.1.038-82: Електробезпека. Максимально допустиме значення напруги дотику і струму.

Напруга дотику і час її впливу на людину приведена в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 - Напряга дотику і час її впливу на людину

$T_{\text{впл}}, \text{ с}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Більше 1
$U_{\text{дот}}, \text{ В}$	500	250	160	125	100	85	70	65	55	50	36

Струм КЗ для приймача визначається наступним чином:

$$I_{\text{кз}} = \frac{220}{3,52 + 555,66 + 10} = 0,4 \text{ кА.}$$

Кратність струму КЗ стосовно струму захисного апарата становить:

$$K = \frac{I_{\text{кз}}^{(1)}}{I_{\text{пл.в.}}} = \frac{400}{25} = 16$$

Допустима мінімальна кратність струму КЗ стосовно струму захисного апарата $K_{\text{доп}}=3$; $16 > 3$.

Згідно з виконаними розрахунками запропонований автомат забезпечить відключення струму однофазного короткого замикання.

$$U_{\text{пр}} = 400 > 0,233 = 93,2 \text{ В,}$$

де $Z_{\text{н}}=0,233 \text{ Ом}$ – повний опір нульового дроту.

Потрібна перевірка обраного автомата на час відключення струму КЗ.

$$I_{\text{спр}} = 10 > I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{спр}} = 10 \times 25 = 250 \text{ А}$$

Якщо $I_{\text{к}}^{(1)} > I_{\text{отс.}}$, то $400 \text{ А} > 250 \text{ А}$.

Отже, обраний апарат задовольняє умову.

Виконаємо розрахунок для найпотужнішого електроприймача. При замиканні занулення на корпус, струм короткого замикання проходить через наступні ділянки кола: обмотку трансформатора живильної підстанції, фазний провід і нульовий провід. Значення цього струму визначається фазною напругою і повним опором кола КЗ:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{т}}}{3} + Z_{\text{п.ф.о}}},$$

де $U_{\text{ф}}$ – фазна напруга лінії живлення, (для розрахунку $U_{\text{ф}} = 380 \text{ В}$);

$Z_{\text{т}}$ – опір трансформатора живлення з вторинною напругою (для розрахунку 0,4 кВ);

$$\frac{Z_{\text{д}}}{3} = 3,52 \text{ МОм};$$

$Z_{\text{п.ф.о}}$ – опір петлі «фаза- нуль», рівний 22,75МОм.

$Z_{\text{д}}$ – опір дуги, дорівнює 10 мОм.

$$I_{\text{кз}} = \frac{220}{3,52 + 22,75 + 10} = 6,07 \text{ кА}.$$

Кратність струму ОКЗ стосовно струму захисного апарата становить:

$$K = \frac{I_{\text{кз}}^{(1)}}{I_{\text{з.з.р.}}} = \frac{6070}{400} = 15,175$$

Допустима мінімальна кратність струму КЗ стосовно струму захисного апарату $K_{\text{доп}}=3$; $15,175 > 3$.

Отже, автомат ВА2004/630 забезпечить відключення струму однофазного короткого замикання.

Потрібна перевірка обраного автомата на час відключення струму КЗ.

$$I_{\text{відкл}} = 10 \times I_{\text{ном}} = 10 \times 400 = 4000 \text{ А}$$

Якщо $I_{\text{к}}^{(1)} > I_{\text{відкл}}$, то час спрацьовування автоматичного вимикача складе приблизно 0,3 с.

$$6070 \text{ А} > 4000 \text{ А}.$$

Отже, вибраний автомат задовольняє умови захисту.

7.2 БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Однією із основних задач цивільної оборони є підвищення стійкості робіт об'єктів народного господарства в умовах надзвичайних ситуацій природного та техногенного характеру. Для цього на кожному об'єкті наперед організовується і проводиться великий об'єм робіт, які направлені на підвищення стійкості його роботи в умовах надзвичайних ситуацій. До них відносяться інженерно-технічні, технологічні і організаційні міроприємства.

Інженерно-технічними міроприємствами забезпечується стійкість промислових будівель, споруд, обладнання і комунікацій підприємства до дії вражаючих факторів.

Технологічними міроприємствами здійснюється підвищення стійкості шляхом зміни технологічного режиму, який виключає можливість виникнення вторинних вражаючих факторів.

Організаційними міроприємствами передбачається передчасна розробка і планування дій особистого складу штаба, служб і формувань ЦО об'єкта в умовах надзвичайних ситуацій.

Із всього комплексу міроприємств, які підвищують стійку роботу об'єктів в надзвичайних умовах, особливо важливе значення має проведення інженерно-технічних міроприємств.

Інженерно-технічні міроприємства, які спрямовані на підвищення стійкості, потрібно прагнути проводити при найменших затратах, досягаючи максимальної їх ефективності.

Міроприємства, які проводяться з метою підвищення стійкості роботи об'єктів в надзвичайних умовах, будуть економічно обґрунтованими в тому випадку, якщо вони максимально ув'язані з міроприємствами, які проводяться в мирний час для забезпечення безаварійної роботи об'єкта, покращення умов праці або вдосконалення виробничого процесу. Особливо важливе значення має розробка інженерно-технічних міроприємств ЦО при новому будівництві, так як в процесі проектування в багатьох випадках можна добитися логічного сполучення загальних інженерних рішень з захисними міроприємствами ЦО без суттєвого їх здороження. На існуючих об'єктах міроприємства по підвищенню стійкості їх роботи доцільно

проводити в процесі реконструкції або виконання інших ремонтно-будівельних робіт.

Об'єм і характер проведення інженерно-технічних міроприємств залежать від важливості об'єкта, його місця знаходження, густини настройки і розмірів території, а також чисельності працюючих.

Об'єкти народного господарства досить різні по своєму призначенню, характеру виробничого процесу і умовам розміщення. Тому не можна дати одного рецепта по проведенню інженерно-технічних міроприємств, придатного для всіх об'єктів. На кожному об'єкті народного господарства проведення інженерно-технічних міроприємств передбачається виходячи із конкретних умов. Однак деякі інженерно-технічні міроприємства являються загальними і повинні проводитись на всіх об'єктах. До таких міроприємств відносяться:

- забезпечення захисту робочих і службовців від зброї масового ураження;
- підвищення стійкості управління ЦО об'єкта;
- підвищення стійкості будівель і споруд;
- захист цінного і унікального обладнання;
- підвищення стійкості постачання електроенергією, газом, паром, водою і роботи мереж комунального господарства;
- захист об'єктів від пожеж і інших вторинних факторів ураження;
- підвищення стійкості матеріально-технічного постачання;
- підготовка до відновлення порушеного виробництва.

Надійний захист виробничого персоналу від зброї масового ураження являється важливим фактором підвищення стійкості роботи любого об'єкта, так як без людей не буде ніякого виробництва.

Основним засобом захисту персоналу підприємств являється укриття їх в захисних спорудах або сховищах.

Управління ЦО об'єкта складає основу діяльності начальника і його штабу і полягає в здійсненні постійного керівництва персоналом, формуваннями ЦО об'єкта на всіх етапах ведення ЦО.

Для підвищення стійкості управління в умовах надзвичайних ситуацій на об'єкті народного господарства повинна бути розроблена схема

повідомлення і зв'язку, яка являється складовою частиною загального плану ЦО об'єкта. Управління повинно бути постійним на всіх етапах: при загрозі нападу, в умовах проведення розосередження і евакуації, а також при веденні рятувальних і невідкладних робіт.

Інженерно-технічний комплекс любого підприємства включає в себе будівлі і споруди, технологічне обладнання і комунікації електромережі, тепломережі, водопровід, каналізацію і газопровід.

Для підвищення надійності елементів інженерно-технічного комплексу на об'єкті проводяться наступні міроприємства:

- 1) підвищення стійкості будівель і споруд;
- 2) захист технологічного обладнання;
- 3) підвищення надійності постачання електроенергією, паром, водою, газом.

Від стійкості будівель і споруд залежить в основному стійкість всього об'єкта.

Доцільно границею підвищення стійкості будівель і споруд до дії ударної хвилі вважати такою, при якій отримані підприємства в цілому пошкодження дають можливість його виправданого відновлення. Разом з тим прагнути підвищити стійкість всіх будівель і споруд не потрібно, так як це пов'язано з великими матеріальними затратами, які не завжди будуть виправдані. Головним чином, потрібно підвищувати міцність найбільш важких елементів виробництва, від яких залежить робота всього підприємства, але стійкість яких нижче загальної границі стійкості.

Підвищення стійкості будівель і споруд досягається встановленням додаткових зв'язків між несучими елементами, створенням каркасів, рам, підкосів, контрфорсів, опор для зменшення прольоту несучих конструкцій, а також за рахунок застосування більш міцних матеріалів.

Низькі споруди для підвищення їх міцності частково посипаються ґрунтом. Такий засіб підвищення стійкості може застосовуватись для напівпідвальних приміщень і різних споруд.

Високі споруди (труби, вишки, вежі, колони) закріплюються відтяжками, які розраховані на навантаження, яке створює дія швидкісного напору повітря ударною хвилею.

Захист ємностей для зберігання легкозаймистих рідин може здійснюватися створенням підземних сховищ, заглибленням їх в ґрунт або обваловуванням, а збільшення механічної міцності ємностей – встановленням ребер жорсткості.

При обваловуванні висота земляного валу розраховується на утримання повного об'єму рідини, яка витече при руйнуванні ємності.

Захист технологічного обладнання здійснюється в першу чергу шляхом проведення загальних інженерно-технічних міроприємств, які здійснюються для підвищення стійкості роботи підприємства.

Надійно захистити все обладнання від дії ударної хвилі практично неможливо, так як доводити міцність будинків, окремих цехів до захисних властивостей сховищ економічно недоцільно. Задача полягає в тому, щоб звести до мінімуму небезпеку руйнування і пошкодження особливо цінного унікального обладнання, ЕОМ, унікальних шліфувальних, токарних, розточних і зубофрезерних станків, кувальних машин і пресів, насосного і іншого обладнання.

Захист обладнання і готової продукції може здійснюватися шляхом розміщення деяких видів найбільш цінного обладнання в заглиблених приміщеннях і використання для цього захисних пристроїв.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Актуальність екології і охорони навколишнього середовища

Одним з найбільш актуальних питань, які хвилюють людство сьогодні, є проблема охорони природи і раціонального використання природних ресурсів. Швидкі темпи науково-технічного прогресу призводять до загострення цієї проблеми, яку більшість вчених планети схильні розглядати як проблему взаємодії в системі „людство (або суспільство) – навколишнє середовище (або природа)”.

Україна через високий рівень концентрацій промислового виробництва та сільського господарства, внаслідок хижацького використання природних ресурсів протягом десятиріч перетворилась в одну з найнебезпечніших в екологічному відношенні країн. Нинішня екологічна ситуація в Україні характеризується як глибока екологічна криза, котра зумовлена закономірностями функціонування адміністративно-командної економіки. Нарощування продуктивних сил здійснювалося практично без врахування екологічних наслідків, панував відомчий, споживацький підхід до розміщення нових виробництв. Було допущено серйозних помилок в організації комплексного використання природних ресурсів, недостатня увага приділялась управлінню охороною природи та контролю якості природного навколишнього середовища.

Україні притаманні такі екологічні проблеми, як кислотні дощі, транскордонне забруднення, руйнування озонового шару, потепління клімату, накопичення відходів, особливо токсичних та радіаційних, зниження біологічного різноманіття. Аварія на Чорнобильській атомній електростанції 1986 року з її величезними медико-біологічними наслідками спричинила в Україні ситуацію, що наближається до рівня глобальної екологічної катастрофи. Глибоке занепокоєння викликає стан природних ресурсів.

Роль права у регулюванні взаємодії природи і суспільства полягає у встановленні науково обґрунтованих правил поведінки людини по

відношенню до природи. Найбільш суттєві правила такої поведінки закріплюються державою в законодавстві і стають загальнообов'язковими для виконання і дотримання нормами права, забезпеченими державним примусом на випадок їх невиконання.

Беручи до уваги комплексний характер проблеми екології, їх органічний зв'язок з усіма політичними, соціальними та економічними факторами, стратегія природокористування в Україні має бути однією з фундаментальних складових стратегії розбудови правової, демократичної держави з розвиненою ринковою економікою. Одним з таких незаперечних прав є право громадян на екологічну безпеку. Воно забезпечується комплексом юридичних, економічних, технологічних і гуманітарних чинників.

Вже з перших законотворчих кроків суверенної України визначено основи забезпечення екологічних прав людини. Важливим актом нової держави став Закон України „ Про охорону навколишнього природного середовища ” від 25 червня 1991 року. Даний закон не лише проголошує, але й передбачає систему гарантій екологічної безпеки людини, вносить певну упорядкованість в систему управління в галузі природокористування.

Закон надає громадянам України право звертатися до суду з позовом до підприємств, установ і організацій щодо відшкодування шкоди, заподіяної здоров'ю і майну внаслідок негативного впливу на навколишнє середовище.

Важливим є розділ про екологічну експертизу. Законодавчо закріплена її обов'язковість. Позитивний висновок державної екологічної експертизи є підставою для відкриття фінансування за всіма проектами і програмами, реалізація яких без такого позитивного висновку забороняється.

Крім державної, закон передбачає інші форми екологічної експертизи – громадську, наукову, які проводяться незалежно від державної. Державні стандарти в галузі охорони навколишнього середовища проголошуються обов'язковими. Визначена система екологічних нормативів: гранично допустимі концентрації забруднюючих речовин у навколишньому середовищі, гранично допустимі й тимчасово узгоджені викиди і скиди, а

також зливи забруднюючих речовин; гранично допустимі рівні шуму, електромагнітного випромінювання та інших шкідливих виливів, а також норми і правила радіаційної безпеки; норми і правила природокористування, які встановлюються і вводяться в дію Міністерством охорони здоров'я та Мінекобезпеки України.

Згідно до Закону України „Про охорону навколишнього середовища” кожен проект, що розробляється повинен пройти екологічну експертизу з метою виявлення негативних впливів на довкілля, здоров'я людини та зменшення цих впливів.

Для кожного з підприємств, які мають стаціонарні джерела викидів шкідливих речовин спеціалізованими проектними організаціями розроблено локальні проекти гранично допустимих викидів у яких виконано розрахунки розсіювання шкідливих речовин в атмосфері, заплановано комплекс заходів для досягнення таких її концентрацій, які б не перевищували екологічних і санітарних норм.

Профілактика погіршення стану водних ресурсів є однією з важливих складових екологічного регулювання промислових підприємств. Умови скидання стічних вод, як правило, після повної біологічної очистки у відкриті водойми, обумовлюються дозволом на спеціальне водокористування, яке видається органами Мінекобезпеки України, забезпечивши скиди з показниками забруднення в межах гранично допустимої концентрації.

Запобіганню забруднення навколишнього середовища має служити впровадження нових, прогресивних систем очищення і фільтрів, що зводить до мінімуму викиди шкідливих речовин.

8.2 Заходи, щодо усунення шкідливих викидів речовин в атмосферу

Для зменшення забруднень, які виникають при виготовленні та експлуатації обладнання необхідно застосовувати очисні споруди, які представляють собою сукупність технічних засобів і обладнання,

призначених для вилучення шкідливих речовин з пилогазових сумішей, що потрапляють в навколишнє середовище.

При викиді шкідливих речовин в атмосферу найефективнішим заходом, який зменшує забруднення зовнішнього повітряного середовища є очищення технологічних і вентиляційних викидів.

Для вловлювання звислих частинок використовують циклони та гідроциклони. Досить розповсюдженими апаратами, які встановлюють для вловлювання пилу, є тканинні фільтри.

Для очищення технологічних і вентиляційних викидів від шкідливих газів використовують адсорбери і абсорбери.

Для очищення стічних вод підприємства використовують механічні, фізико-хімічні та біологічні методи очищення. Механічне очищення використовують для виділення нерозчинних мінеральних і органічних домішок. Споруди для механічного очищення включають решітки, пісковловлювачі, відстійники. Фізичні та фізико-хімічні методи використовують для локального очищення стічних вод промислових підприємств.

Основний спосіб зниження рівнів механічних шумів заключається в заміні ударних процесів безударними.

Основними заходами по зниженню дії електромагнітного випромінювання при експлуатації обладнання є екранування джерела його поширення, тобто ПРА.

Так як в кожному люмінесцентну лампу вводиться більше 100 мг ртуті, то вивезення відпрацьованих газорозрядних ламп на звалища або їх захоронення в спеціально відведених місцях створює можливість небезпечного для здоров'я і навіть життя людей ртутного зараження повітря, ґрунту і водних джерел. Відомо, що при повному випаровуванні 100 г ртуті відбувається ртутне зараження повітря в об'ємі 10 млн. м³ до гранично допустимої концентрації (0,01 мг/м³).

Існують способи знешкодження відпрацьованих ламп, які полягають в їх утилізації на спеціальних технологічних установках. Однією з таких установок є установка для демеркуризації (тобто виділення ртуті) із

відпрацьованих ламп УДЛ-750. В основу технологічного процесу закладений метод двостадійної термічної демеркуризації ртутних ламп і подріблення ламп, нагрівання склобою і переведення ртуті у пароподібний стан, виділення технологічного газу і вловлювання ртутних парів в конденсаційній системі.

Відпрацьовані лампи підвозять на візку, подають по одній штуці на елеватор, який забезпечує перевантаження їх через приймальний стіл в завантажувальний пристрій, який подає лампи у отвір подрібнювача. Із подрібнювача склобій через клапан подвійної дії потрапляє в піч після первинної демеркуризації, де відбувається нагрівання зартутненого склобою і переведення ртуті в пароподібний стан. Технологічний газ, який містить пари ртуті, пилоподібний люмінофор, скляний пил і органіка, потрапляє із першої печі в рукавний фільтр з допалювачем для очищення від пилу і допалювання органіки, а склобій потрапляє через розвантажувальний пристрій в піч для вторинної демеркуризації. Демеркуризаційний склобій із печі через камеру з подвійним клапаном за допомогою транспортуючого пристрою вивантажують в приймальний бункер. Очищення технологічного газу від парів ртуті із печей проводиться автономно в конденсаційних системах, які складаються із конденсатора і адсорберів. Продукти переробки вивантажують в спеціальну тару, маркують і відправляють на ртутний комбінат для переробки.

Отже, при розробці виробничих та технологічних проектів необхідно впроваджувати заходи по зниженню забруднення довкілля, а саме: використання процесів, при яких максимально зменшується кількість стічних вод; виділення та вилучення шкідливих речовин та очищення від них технологічних викидів; герметизацію та максимальне ущільнення стиків та з'єднань у технологічному обладнанні для запобігання витoku шкідливих речовин у процесі виробництва; заміну процесів та технологічних операцій, пов'язаних із виникненням шуму, вібрації та інших шкідливих факторів процесами чи операціями, при яких відсутня, чи зменшується інтенсивність цих факторів.

Для зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу при проведенні існуючих технологічних процесів необхідно постійно слідкувати за технічним станом будь-якої електроустановки (в тому числі і світильників) і ефективністю їх роботи, своєчасно проводити ремонтні роботи у відповідності з графіками планово попереджувальних робіт (ППР) на газоочисне обладнання, періодично проводити випробування пиловловлювачів і заповнення технічних паспортів на них.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі приведені результати теоретичних досліджень для вирішення науково-технічного завдання, що полягає в моделюванні роботи оптимізованої телемеханічної системи управління відкритим розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ. На базі отриманих результатів досліджень зроблені наступні висновки:

1. Проаналізовано законодавчі аспекти управління електроенергетикою, характеристики електротехнічного обладнання відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ, особливості застосування телеметричних систем у сучасній енергетичній галузі, задачі системи телемеханіки для відкритого розподільчого пристрою 110/35/10 кВ. Проведені порівняльні характеристики існуючих аналогічних установок, розроблених в різних європейських країнах.

2. Запропоновано методики оптимізації автоматичної системи діагностики ЛЕП по дистанційній реєстрації часткових розрядів, яка дозволяє визначати дефекти ізоляції з точністю до ± 20 м при синхронізації по GPS, ± 2 м при синхронізації по оптоволокну (середня відносна похибка не перевищує 3%), а місце аварії з точністю до опори.

3. Знайшли подальший розвиток методики розробки автоматичної системи розширеної діагностики і керування обладнанням розподільчого пристрою, що базуються на результатах проведення сукупності «on-line» тестів, що виконуються на працюючому обладнанні в автоматизованому режимі з максимальною абсолютною похибкою $\pm 3,5$ % і середньою відносною похибкою менше 5 %.

4. Оптимізовано методику діагностики та телемеханічного управління трансформаторами 110/35 кВ 35/10 кВ. Розроблено алгоритм можливого аналізу контролю стану роботи силових трансформаторів.

5. Діагностика роботи трансформаторів 110/35 кВ 35/10 кВ проводиться автоматизованою системою моніторингу з відкритою тривірневою

архітектурою, що дозволяє розширювати її функціональні можливості шляхом додавання нових датчиків, інтелектуальних контролерів, алгоритмів обробки сигналів і діагностування нових об'єктів електротехнічного призначення відкритого розподільчого пристрою.

Спроектвана та оптимізована розробка системи телемеханічного управління розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ задовольняє поставленим завданням, вимогам енергозбереження, екології оточуючого середовища, комфортної роботи обслуговуючого персоналу, безпеки життєдіяльності людини і є економічно доцільною.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України „Про електроенергетику” // Відомості Верховної Ради України. – 1998. - №1.
2. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Науково-технічне забезпечення функціонування електроенергетики України. // Паливо-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень. –К.: УЕЗ, 2004. – 468с.
3. Загірняк М. В., Невзлін Б. І. Електричні машини : підручник. – К.: Знання, 2009. – 399 с.
4. ДСТУ 2843-94 Електротехніка. Основні поняття. Терміни та визначення. Чинний від 1995-01-01. – Київ: Держспоживстандарт України, 1995. – 65 с.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергий. 1985. – 547 с.
6. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. - 216 с.
7. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс навчальний посібник. – Х.: «Точка», 2012. – 340 с.
8. ДСТУ 2304-93 Апарати комутаційні електричні. Вимикачі, перемикачі. Терміни та визначення.
9. Овчинников Ю. И. Методы и средства регистрации акустических сигналов частичных разрядов: Семинар по диагностике высоковольтного оборудования. - Пермь: НВП "ВиброЦентр", 2010.
10. ГОСТ 11920 – 93. Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови. – К.: Держстандарт України, – 78 с.
11. Васютинский С.Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. – Л.: Энергия, 1970. -432 с.

12. Завидей В.И. и другие. Дистанционные методы и системы дефектоскопии высоковольтной изоляции электрооборудования по оптическому излучению // Электро. – 2008. – № 3.

13. "Державні санітарні норми і правила захисту населення від впливу електромагнітних випромінювань" Затверджені наказом Міністерства охорони здоров'я України від 01.08.1996 р. № 239.

14. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат. 1992. – 240с.

15. „Правила охорони електричних мереж”, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 4 березня 1997 р. №209.

16. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. – М.: ОАО "ВНИИЭ", 2001, 41 с.

17. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов // Электрические станции. – № 11 -2003. – с. 12-15.

18. Соколов В.В. Актуальные задачи развития методов и средств диагностики трансформаторного оборудования под напряжением. – М.: Известия РАН. Энергетика, 1997, №1. – с.18-23.

19. „Енергетична стратегія України на період до 2030 року” Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. №145-р.

20. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: - Львів: Львівська політехніка, 2007. – 380с.

21. Технические средства диагностики: Справочник. Клюев В.В., Пархоменко П.П., Абрамчук В.Е. и др. Под общей редакцией Клюева В.В. – М.: Машиностроение, 1989.

22. Бедерак Я.С., Богатырев Ю.Л. Система мониторинга силовых трансформаторов, журнал «Промэлектро», 2(К)8. №3.

23. Вдовико В.П. Диагностика высоковольтного электрооборудования и эффективность её применения. <http://www.pnpbolid.ru/publish.php>

24. IEC 60270 – 2000-12. «Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов».

25. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под редакцией С.С. Рокотян, И.М. Шапиро/ – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

26. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – К.: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 380 с.

27. Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач; под ред. Г.И. Денисенко/ – К.: Высшая школа, 1986. – 584 с.

28. Расчеты экономической эффективности новой техники: Справочник /Под общ. ред. К.М. Великанова/ – Л.: Машиностроение, 1990. – 448 с.

29. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6–750 кВ. РКД 341.004.001-94. К.: Министерство энергетики и электрификации Украины, 1994. – 262 с.

30. Методика по визначенню втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач. – Київ: Міністерство енергетики України, 1998.

31. Євтух П. Автоматизована система диспетчерського керування електропостачанням районних електромереж /П. Євтух, Б. Оробчук, О. Рафалюк/ Вісник Національного університету „Львівська політехніка”. – 2008. – № 615 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 190–194.

32. Корольов А.С., Трембач Р.Б., Чубатий Ю.О. Оптимізація роботи пункту телемеханічного управління розподільчим пристроєм 110/35/10 кВ. /Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів/ 2019., т. III. – с. 42.