

Зінюк Максим Павлович

Яцюк Михайло Олександрович

Розробка та дослідження системи автоматизованого диспетчерського керування комутаційними модулями

Керівник: ас. Стухляк Д.П.

Development and study of an automatic dispatch control system of switchover units

## *АНОТАЦІЯ*

Кваліфікаційна робота магістра складається з пояснювальної записки та графічної частини (ілюстративний матеріал – слайди).

Об'єм графічної частини роботи становить \_\_\_\_ слайдів.

Об'єм пояснювальної записки складає \_\_\_\_ друкованих сторінок формату А4 (210×297), об'єм додатків – \_\_\_\_ друкованих сторінок формату А4.

Робота складається з шести розділів, в яких нараховується \_\_\_\_ рисунків та \_\_\_\_ таблиць з даними.

В роботі використано \_\_\_\_ літературних джерел.

У роботі було проаналізовано роботу комутаційного модуля 6 кВт. Було розроблено проект модернізації комутаційних модулів з використанням сучасних вакуумних вимикачів та лічильників для обліку спожитої енергії.

Для зменшення впливу електромагнітних полів на оператора та підвищення якості комутування було встановлено викатний модуль та розроблено систему керування на базі ПЛК ADAM5510E.

Ключові слова: КЕРУВАННЯ, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА, КОНТРОЛЕР, ТЕРМІНАЛ, ПЕРЕДАЧА ДАНИХ.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	<b>4</b>
<b>1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА</b> .....	<b>6</b>
1.1. <i>Аналіз технічного завдання</i> .....	6
1.2. <i>Аналіз можливих напрямків модернізації</i> .....	7
<b>2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	<b>11</b>
2.1 <i>Розгляд існуючого обладнання на РП-6кВ</i> .....	11
2.1.1 <i>Масляні вимикачі ВМП-6</i> .....	11
2.1.2 <i>Лічильник Меркурій 230АМ</i> .....	13
2.2 <i>Опис проектного автоматизованого диспетчерського пункту</i> .....	14
2.3 <i>Вибір технологічного обладнання</i> .....	15
2.3.1 <i>Вибір вакуумного вимикача</i> .....	15
<b>3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА</b> .....	<b>22</b>
3.1 <i>Розробка загального виду автоматизованого диспетчерського пункту</i> .....	22
3.2 <i>Розробка викочуваного елемента</i> .....	24
3.3 <i>Робота елемента викочування</i> .....	27
3.4. <i>Вибір лічильника електроенергії</i> .....	28
3.5. <i>Розробка програмно-технічного комплексу системи диспетчерського управління.</i> .....	28
3.6. <i>Положення АСДУЕ в ієрархії рівнів інформаційних систем управління підприємствами</i> .....	30
3.2. <i>Архітектура системи автоматизації</i> .....	31
3.3 <i>Програмно-технічний комплекс АСДУЕ</i> .....	37
3.3.1 <i>Підсистема телемеханіки</i> .....	38
<b>4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА</b> .....	<b>44</b>
<b>5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА</b> .....	<b>50</b>
5.1. <i>Приняті рішення по складу програмних засобів</i> .....	50
5.2 <i>Метрологічне забезпечення</i> .....	52
5.2.1 <i>Підсистема технічного обліку електроенергії загальні положення</i> .....	52
<b>6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b> .....	<b>54</b>
6.1 <i>Організація охорони праці при роботі з системою управління</i> .....	54
6.2 <i>Електробезпека</i> .....	56
6.3 <i>Розрахунок заземлення</i> .....	59
<b>ОСНОВНІ ВИСНОВКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ</b> .....	<b>62</b>
<b>БІБЛІОГРАФІЯ</b> .....	<b>63</b>

## ВСТУП

Головними фактором економічного зростання будь-якого виробництва є підвищення продуктивності праці і економія енергоресурсів. Одним з найважливіших рішень цих завдань є автоматизація виробництва. Особливе значення надається всесвітнього скорочення ручної праці, полегшення його умов, розумного споживання електроенергії усередині підприємства, забезпечення безпеки персоналу підприємства при виконанні різних робіт. Автоматизація виробництва - це застосування комплексу засобів, що дозволяють здійснювати виробничі процеси без безпосередньої участі людини, але під її частковим контролем [6].

При вирішенні цих задач знайшли широке застосування автоматизовані системи диспетчерського управління та обліку електроенергії (АСДУОЕ) на підприємстві. АСДУОЕ функціонує на основі використання автоматизованого обліку на відстані, що забезпечує мінімізацію участі людини при вимірюванні параметрів, збирання і опрацювання отриманих даних і дозволяє виконати адаптацію обліку до тарифних систем різних планів і графіків роботи об'єктів електроспоживання. Такий облік енергії дозволяє надавати необхідну інформацію усім особам чи сторонам, хто її потребує від виробників до споживачів та транспортуючих підрозділів. Також її може аналізувати і переглядати сам персонал підприємства, а також відповідні служби контролю.

АСДУОЕ забезпечує повний контроль використання ресурсів на підприємстві та у відповідності до встановлених умов або тарифів постачання адаптивно та гнучко переходить до різних схем живлення з метою мінімізації затрат. За рахунок такої реалізації система отримує можливість ефективно розподіляти усі наявні ресурси для повного їх використання. При цьому здійснюється автоматизація процесів ремонту та

обслуговування електроустаткування, яке знаходиться під високою напругою, що виключає ризик виникнення надзвичайних ситуацій, пов'язаних з життям людини [3].

Метою даної роботи є створення автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями, що виключає безпосередню участь людини в ремонтних роботах електрообладнання і ліній електропередач, які знаходяться під високою напругою, а так само здійснення обліку електроенергії, що полягає в наданні повної інформації про споживання електроенергії на диспетчерський пункт.

В автоматизованій системі диспетчерського управління комутаційними модулями передбачена подача сигналу на диспетчерський пункт, в разі поломки електрообладнання або аварії на лініях електропередач.

# 1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

## 1.1. Аналіз технічного завдання

Даним технічним завданням пропонується розробити (багаторівневий програмно-технічний комплекс, що включає засоби збору інформації, канали зв'язку, ЕОМ і програми обробки) на базі загальнопiстанційного пункту управління, загальна площа якого становить 1 286 м<sup>2</sup> і в початковому варіанті має вигляд, приведений на рис. 1.1.

Він має у своєму складі наступні елементи:

- 1) Силовий розподільчий осередок.
- 2) Лічильник електроенергії.
- 3) Масляний вимикач (комутаційний апарат, призначений для оперативних включень і відключень окремих ланцюгів або електрообладнання в енергосистемі, в нормальних або аварійних режимах, при ручному або автоматичному управлінні).
- 4) Черговий пункт.

Даний пункт управління знаходиться на території підприємства, яке випускає електрогідропривід.

Необхідно розробити проект АСДУОЕ, а так само модернізацію електромереж на 6-10кВ, замінивши недовговічні масляні вимикачі на вакуумні вимикачі встановлені на викочувальних елементах (візку) керовані без участі людини з диспетчерського пункту в разі аварійних ситуацій на пункті оперативного управління.

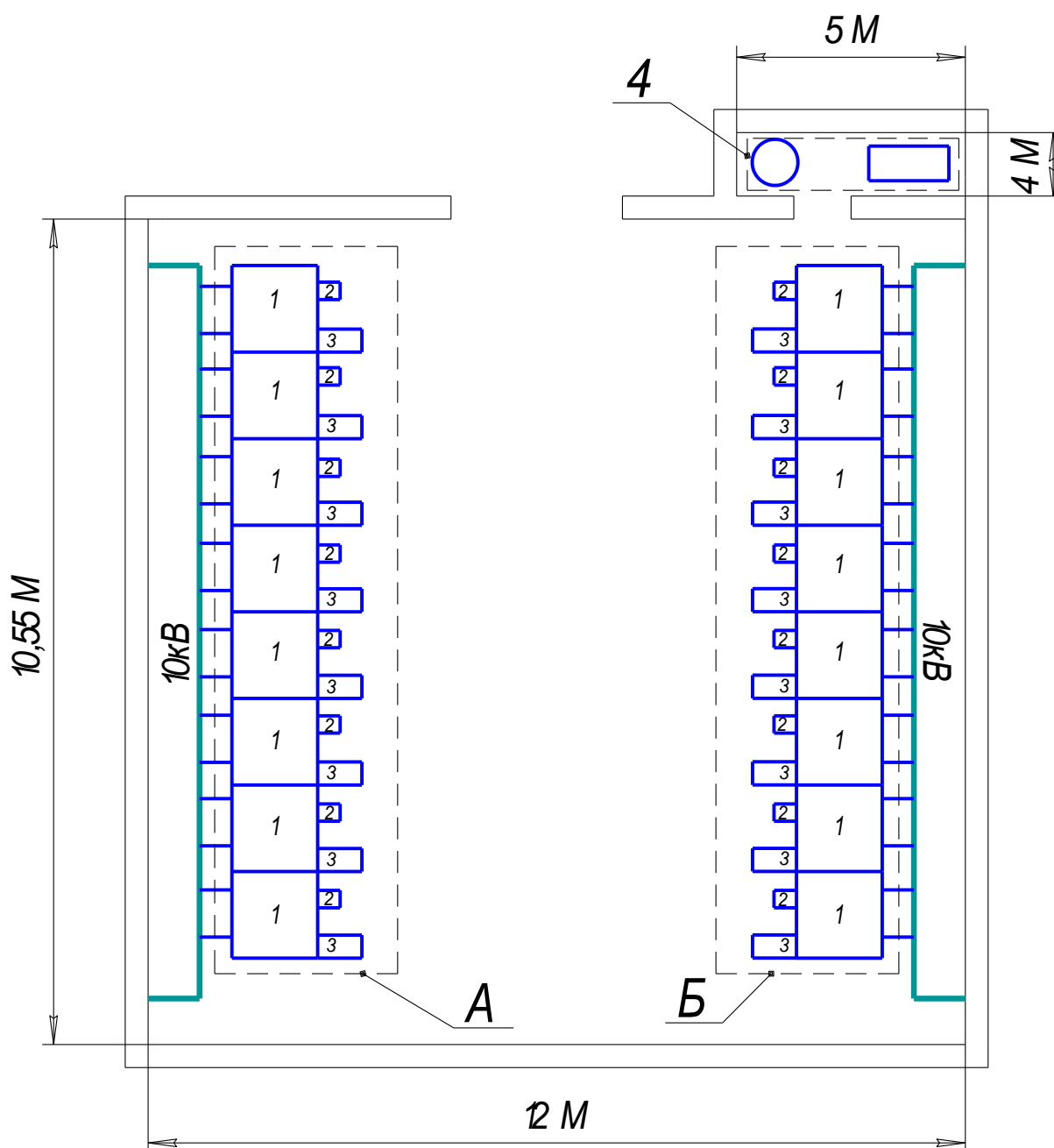


Рисунок 1.1 – Загальний вид пункту, який підлягав модернізації

## 1.2. Аналіз можливих напрямків модернізації

Основним завданням є заміна ручного управління на автоматизовану систему управління з диспетчерського пункту викочувальним елементом (ВЕ), виключаючи присутність людини в зоні зі шкідливим середовищем так як ВЕ розташований поруч з електрообладнанням, яке є джерелом

підвищеного електромагнітного поля, негативно впливає на людський організм на клітинному рівні і лініями високовольтних мереж (6-10кВ), що є смертельно небезпечними для людини.

Основними цілями при створенні АСДУОЕ є:

- забезпечити диспетчерський і режимний персонал енергопостачання, енергонагляд, керівництво енергосистеми і підприємств мереж оперативною інформацією;
- організувати ефективний контроль за веденням поточного режиму енергосистеми;
- підвищити обґрунтованість прийнятих диспетчером рішень;
- підвищити якість і надійність електропостачання споживачів;
- здійснювати оперативний і щодобовий контроль балансу потужності та електроенергії і поліпшити планування всередині добових і поточних режимів;
- отримати максимальний прибуток за рахунок оптимального ведення режимів, економії палива та електроенергії;
- впровадити в найкоротший термін в промислову експлуатацію найсучасніші засоби обчислювальної техніки, а також прикладне програмне забезпечення.

Завдання оперативного контролю та управління (1 група). Завдання оперативного управління вирішуються на базі програмно-технічних засобів оперативно-інформаційного управляючого комплексу (ОІУК) в рамках двох підсистем: інформаційно-управляючої (ІУП) і інформаційно-обчислювальної (ІОП). Основним призначенням ІУП є збирання, первинна обробка та відображення інформації в режимі реального часу, а також контроль допустимості режиму і стану елементів енергообладнання. До завдань ІОП входять більш складні обчислювальні функції, що забезпечують допомогу оперативному персоналу, відповідно розраховуючи норми допустимості штатних і після аварійних режимів, перемикання комутаційного обладнання,



оцінку стану роботи електричних, визначення орієнтовної віддалі до місця поломки, оперативний прогноз навантажень і контроль за використанням енергії і потужності, розрахунок і оптимізацію електричних і теплових режимів в реальному часі, діагностику основного обладнання.

Технологічні завдання (2 група). У підсистему даних задач диспетчерського управління входять:

- розробка і коректування нормальних і ремонтних режимів роботи обладнання;
- розрахунок втрат енергії в електричних мережах;
- аналіз і прогноз надійності, якості електропостачання.

Режимно-технологічні завдання оперативного управління включають:

- контроль правильності роботи телевимірювальної системи (передача інформації на відстань) на основі порівняння фактичних і оцінених значень телевимірювальних режимних параметрів;
- оцінку надійності поточних режимів і видача рекомендацій по її підвищенню;
- оптимізацію поточних електричних режимів енергосистеми і видача рекомендацій щодо зниження втрат активної потужності;
- середньодобову корекцію режимів енергосистеми по активній потужності;

В область режимно-технологічних задач короткострокового планування входять:

- розрахунок, аналіз і прогноз надійності схем електропостачання;
- розрахунок, аналіз і прогноз якості електроенергії в електричних мережах;
- розрахунок, аналіз, нормування та прогноз втрат електроенергії в електричних мережах.

Завдання автоматичного управління (3 група). До таких завдань відносяться:

- автоматичне керування викочування елементом (візком);
- автоматичне керування засобами первинної комутації для локалізації аварій і відновлення електропостачання (автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне перемикання на резервну лінію;
- автоматичне керування засобами первинної комутації для оптимізації усталених режимів електричних мереж;
- релейний захист електричних мереж (вакуумні вимикачі).

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розгляд існуючого обладнання на РП-6кВ

#### 2.1.1 Масляні вимикачі ВМП-6

Головним елементом модернізації в існуючому РП-6кВ, на базі якого створюється автоматизована система диспетчерського управління, є масляні вимикачі, розташовані в силових розподільних шафах, що працюють в вихідному варіанті в безперервному циклі і обслуговуються п'ятьма електромонтерами в одну зміну.

Оперативне вмикання або вимикання під навантаженням електрообладнання або окремих апаратів розподільних пристроїв, підстанцій або електричних мереж, а також їх автоматичне відключення при порушенні встановленого режиму роботи здійснюється вимикачами.

Найбільш поширені в розподільних пристроях масляні вимикачі, в яких для гасіння власне електричної дуги застосовують масло мінерального типу.

Можна виокремити два види такого роду вимикачів (по кількості масла для їх заповнення): бакові (багатооб'ємні) і горшкові (малооб'ємні) [9].

На розподільних пристроях напругою 6-10 кВ застосовують малооб'ємні, горшкові масляні вимикачі серій ВМП6. Принцип дії вимикача заснований на ефекті потухання електричної дуги, яка утворюється при розмиканні контактів, за рахунок створення потоку суміші масла та газу, який виникає в результаті швидкого розкладання масла трансформаторного типу (ним заповнений вимикач) під дією дуги з високою температурою. Цей потік отримує заданий напрям в дугогасильному пристрої, який розташований в зоні горіння дуги. Затухання електричної дуги, яка може

виникати, при змінному струмі полегшується тим, що струм за один період двічі проходить через нуль [9].

Однак масляні вимикачі мають малу відключну здатність, вибухо і пожежонебезпечні і так само підлягають частому налагодженні та регулюванні в порівнянні пропонованими вакуумними вимикачами.

Зовнішній вигляд масляного вимикача наведено на рис. 1.1.

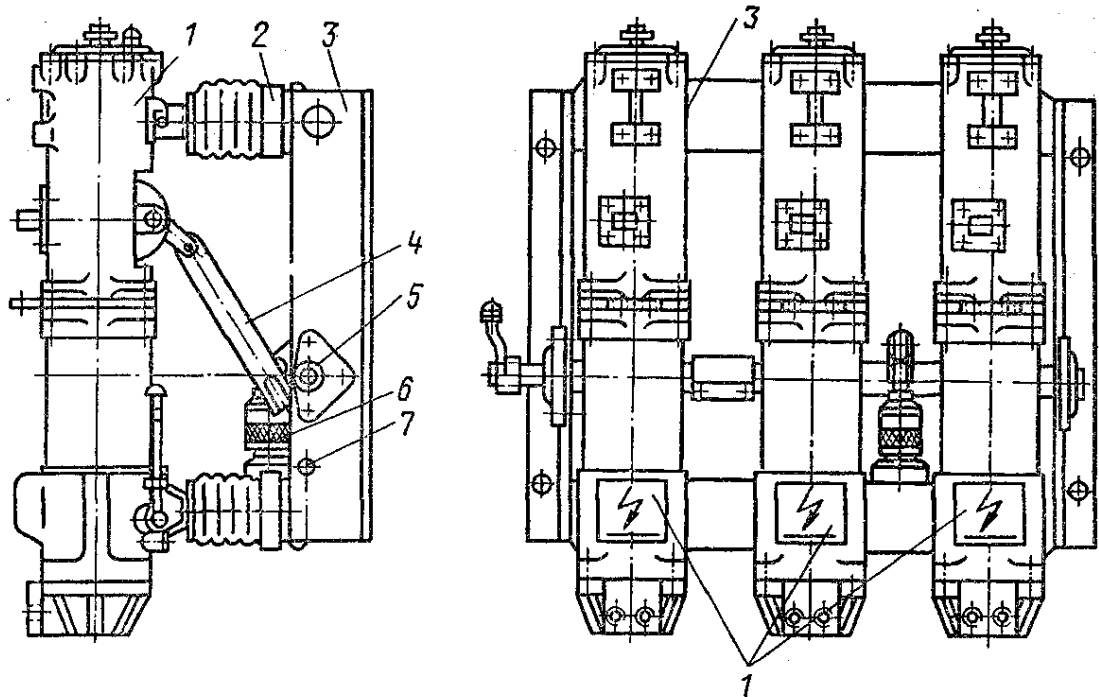


Рисунок 2.1 – Вимикач масляного типу.

1 - полюси, 2 - ізолятори, 3 основа, 4 - тяга ізоляційна, 5 - приводний вал, 6 - буфер масляний, 7 - заземлюючий болт.

Вимикач ВМП6 (рис. 1.1) триполюсний, розрахований на номінальну напругу 6 кВ і струм 1000 А. Він складений на загальній зварній рамі 3, на якій змонтовані і закріплені полюси 1 на кожному із шести ізоляторів 2 (по два на полюс) з еластичним кріпленням арматури для підвищення механічної міцності вимикача. Усередині рами знаходиться приводний механізм, у якому за допомогою ізоляційної тяги 4 створюється рух від приводу для рухомих контактів вимикача і складається з приводного стержня 5 з

важелями, що відключають з допомогою пружин і як відомо масляного буфера 6. Кожний полюс являє собою міцний вологостійкий ізоляційний циліндр розпірного типу, на кінцях якого розташовані армовані металеві фланці. На верхньому і нижньому фланці є контактні поверхні для приєднання до вимикача відгалужувальних шин. На верхньому фланці закріплено корпус, виготовлений з алюмінієвого сплаву, усередині якого знаходиться механізм з важелем, рухливий контактний стрижень, струмознімальний пристрій роликового типу і масловіддільник. Корпус закривається кришкою, що має отвори для виходу газів і маслоналивний отвір з пробкою. Нижній фланець закривається кришкою, всередині якої розташований нерухомий розетковий контакт, а зовні - пробка отвору для спуску масла. Для спостереження за рівнем масла на вимикачі встановлений показчик. Усередині циліндра над розетковим контактом є гасильна камера, що працює по принципу масляного надування [9].

За рахунок енергії приводу у вимикачі відбувається вмикання, а відключається за рахунок сили стиснення пружини. Для зменшення сили удару при вимиканні використовується пружинний буфер, що підвищує зусилля вимикання і пришвидшує розмикання контактів, а при вмиканні - масляний буфер.

Для збільшення стійкості контактів проти впливу електричної дуги та підвищення власне терміну їх служби змінний наконечник контакту і верхні торці розеточного контакту покриті дугостійкою металокерамікою [9].

### **2.1.2 Лічильник Меркурій 230АМ**

На РП-6кВ для комерційного обліку активної електроенергії в одному напрямку в трьох- або чотири провідних мережах змінного струму застосовувались трифазні одно тарифні лічильники «Меркурій 230АМ». Облік активної електроенергії в одно тарифному режимі здійснюється

наростаючим підсумком з моменту введення в експлуатацію, причому тільки в бік збільшення підсумовування при будь-якому порушенні фазування підключення струмових ланцюгів лічильника. У цьому лічильнику застосовуються електромеханічні відліковий пристрій і світлодіодний індикатор наявності і споживання електроенергії. Головним відрізняльним критерієм лічильника «Меркурій 230АМ» від нашого обраного лічильника (СЕТ4ТМ) є відсутність гальванічних розв'язок, стандартний телеметрійний вихід дозволяє експлуатувати лічильник у складі АСКОЕ [6].



Рисунок 2.2 – Пристрій обліку Меркурій 230АМ.

## 2.2 Опис проектованого автоматизованого диспетчерського пункту

Проектowana автоматизована система диспетчерського управління, будується на базі існуючого РП-6кВ. Основне завдання розробки заключається у виключенні людей із зони зі шкідливим середовищем, що виникає при виконанні ремонтних робіт і заміні масла в масляних вимикачах пов'язаних з джерелами підвищеного електромагнітного поля негативно впливаючого на людський організм на клітинному рівні і лініями високовольтних мереж (6-10кВ), що є смертельно небезпечними для людини.

Найбільш раціональним рішенням при побудові і розміщенні автоматизованого обладнання буде попередньо розділити існуючу площу

будівлі на функціональні відділення, з незалежним один від одного мікрокліматом, але пов'язаних між собою спільним завданням: передачі електроенергії споживачам, її обліку і контролю стану силового електрообладнання.

Пропонується розбити будівлю на три приміщення:

На площі першого приміщення пропонується організувати робоче місце оператора. Виконується контроль і управління комутаційними модулями при нормальних і аварійних режимах роботи електричних ланцюгів, так само ведеться облік електроенергії.

На площі другого приміщення розташовується все електрообладнання включно силові розподільні шафи з встановленими на них лічильниками електроенергії, збірні і з'єднувальні шини, трансформатори для господарських потреб - 380 / 220В / 50Гц і керовані з диспетчерського пункту мутаційні модулі.

Третє приміщення є тамбуром. У ньому розташовується роздягальня і пожежний щит.

Проектована автоматизована система складається з: вакуумних вимикачів, вкатних елементів, розподільних силових шаф, лічильників електроенергії і ПК. Все перераховане обладнання, пов'язане єдиною системою управління, реалізованої на базі програмованого контролера, і працює за заданою програмою.

## **2.3 Вибір технологічного обладнання**

### **2.3.1 Вибір вакуумного вимикача**

Головним елементом модернізації в існуючому РП-6кВ, є заміна масляних вимикачів ВМП-6 на вакуумні вимикачі - ВВ / TEL-6-20 / 1000 У2.

Від більшості наявних видів вимикальних пристроїв вакуумні відрізняються тим що в основу їхньої роботи покладено принцип роздільного вмикання/вимикання контактів для кожної фази. Використання таких конструкцій забезпечує зменшення кількості частин, які приводяться в рух.

Вакуумні дугогасильні камери (ВДК) монтуються всередині порожнинних ізоляторів опорного типу, що кріпляться на загальній основі (рис. 2.3). Контакти, що рухаються у ДВК жорстко закріплені з приводами при допомозі ізоляційних штоків, що встановлені там же. Тобто всі конструктивні елементи полюса знаходяться на одній осі, відносно якої створюється зворотно-поступальний рух. Таким чином забезпечується спрощення власне кінематичної схеми, що приводить до можливості відмовитися від ланок важільного типу, сильно навантажених ланок шарнірного типу. Це дає змогу виготовляти апарати комутації з суттєвим механічним ресурсом, які в принципі не мають потреби в технічному обслуговуванні. Фазні приводи комутації змонтовані всередині корпусу на основі. Уся група з'єднана загальним валом який повинен забезпечити виконання наступних операцій:

- забезпечити синхронізування усіх фаз, виключаючи можливість невмикання однієї з фаз;
- приводити також в рух допоміжні контакти;
- забезпечити можливість механічного блокування ШРС, де, власне змонтований ВВ / TEL;
- Керувати індикаторами візуалізації положення ВВ / TEL [4].

Корпус вакуумної дугогасильної камери складається з двох керамічних ізоляторів 2 і 6 та мідного екрану 4, припаюють до ізоляторів (рис. 2.4). Конструктивними особливостями ВДК є чашовидна форма керамічних ізоляторів та зварений сильфон 7, значно знизили вагу і габарити ВДК.



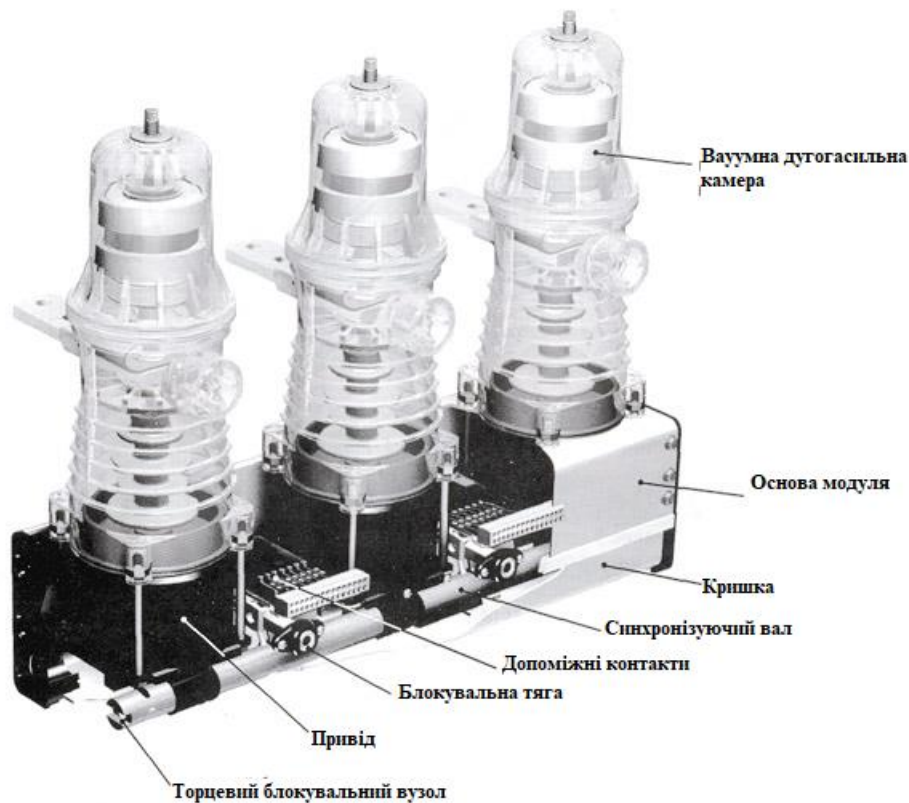


Рисунок 2.3 - Схема вакуумної камери дугогасильного типу.

Сильфон припаюється до ізолятора 6 і висновку 8, забезпечуючи можливість переміщення рухомого контакту 5 без порушення герметичності ВДК. На торцеві частини нерухомого 3 і рухомого 5 контактів припаяні пластини з металокераміки, що забезпечують їм високу зносостійкість. Висновки 1 і 8 служать для з'єднання з висновками вимикача [8].

При змінному струмі процес вимкнення дуги, яка виникає проходить у ВДК внаслідок того що у глибокому вакуумі розводяться контакти. Дуга власне не виникає, оскільки немає середовища передачі заряду. Оскільки найкраще створюють дугу випари металу при розмиканні, особливо коли контакти є в нагрітому стані. В таких умовах коли значення змінного струму стає нульовим випари конденсуються і ВДК відновлює міцність. При такій конструкції гарантується вимкнення при проміжку контактними пластинами менше 1 мм.

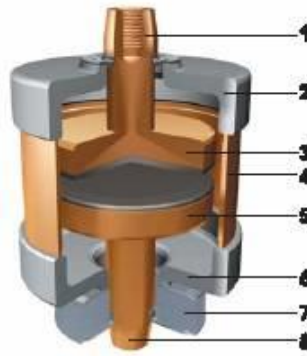


Рисунок 2.4 – Розріз дугогасильної камери вакуумного типу

На сьогоднішній час в більшості випадків ВДК конструюють з аксіальним магнітним полем.

Поперечний переріз полюсу такого вимикача показаний на рис. 2.5. він має наступні компоненти: ВДК під номером 2, в складі якого є нерухомий 1 та рухомий 3 контакти, а також сільфон; ізолятор тягового типу 5, струмознімач гнучкого типу, привід електромагнітного типу та струмопровідні виводи. Привід для розмикання контакторної частини має у своєму складі котушку 11, в якій розташований якір 12, кільцевий електромагніт 13, вимикальні пружини 9, пристрою ручного від'єднання через тягу 15, додаткового стиску 10. В самому електромагніті котушки увімкнені паралельно між собою в загальну лінію і використовуються для забезпечення викання/вимикання вимикача. Через проміжний вал 8 полюси механічно з'єднані між собою. На ньому знаходиться кулачок керування допоміжними контактами. Вони застосовуються у зовнішніх несилкових колах, в основному для управління та сигналізації. Як правило для вимикачів, які застосовуються для більш частих операцій комутування, застосовують посилені привід та ВДК без суттєвого впливу на монтажні розміри [8].

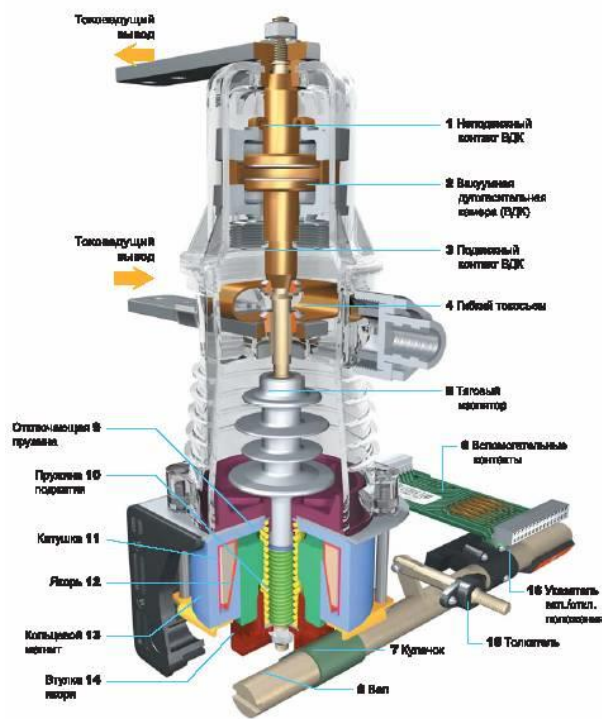


Рисунок 2.5 – Розріз полюсу вимикача у вимкненому стані.

Вмикання. При появі від керуючого блоку команди на вмикання у вимикачі на котушку 11 електромагніту подається напруга. Внаслідок створення електромагнітного поля якор втягується вгору, паралельно стискаючи пружину 9 приводить в рух тяговий ізолятор 5, а з ним, відповідно, і рухомий контакт 3. Коли контакти 1 та 3 прийдуть в замкнуте положення якор все одно ще рухається 2 мм поки не дійде до упору для створення додаткового стиску. Власне якор має довжину ходу 8 мм, при ході рухомого контакту 6 мм. Коли ж напруга з котушки знімається за рахунок залишкової індукції в електромагніті 13 якор все одно увімкнений.

Вимкнення. При появі від блоку керування команди вимкнення до котушки 11 прикладається напруга протилежної полярності. Внаслідок часткового розмагнічення магніту 13 та пружної сили деформації пружин 9 та 10 основного та додаткового стиску якор 12 переходить у вимкнене

положення спільно з рухливими частинами. Там він утримується за рахунок сили пружини 9. Якщо ж виникла необхідність ручного вимкнення, то через шток 15 і вал 8, які шарнірно зв'язані між собою, зусилля попадає на кулачок 7, а звідти на якір 12. Відбувається зривання якоря з магнітного зачіпу і проходить вимикання.

Основні види підготовки до роботи. Основними видами підготовки вимикач-теля до роботи є:

- перевірка працездатності;
- вимірювання опору головного ланцюга вимикача;
- випробування ізоляції змінним однохвилинне напругою;
- протирання ізоляції сухим Безворсовий матеріалом.

Перевірка працездатності вимикача.

Працездатність кожного вимикача повинна перевірятися шляхом виконання не менше 5 циклів операцій "ВЗО". Крім того, повинно бути перевірено блокування повторних включень (блокування від "стрибання") і блокування включення при наявності команди відключення. Всі перевірки повинні бути ви-заповнені з урахуванням рекомендацій, викладених в РЕ на БО відповідного типу.

Вимірювання опору головного ланцюга вимикача.

Вимірювання електричного опору постійному струму (R) головного ланцюга ВВ проводиться з метою контролю контактних з'єднань, в тому числі перебуваючи-ня поверхні контактів ВДК.

Випробування ізоляції змінним однохвилинне напругою.

Випробуванням піддається ізоляція фаза земля, міжфазна ізоляція і поздовжня ізоляція вимикача (ізоляція між контактами ВДК). Випробувальна напруга для нових вимикачів 6 кВ. Випробувана напруга для ВВ, встановлених в мережах 6 кВ. Підйом напруги при випробуванні проводиться плавно [8].

Таблиця 2.1

## Технологічні параметри вимикача вакуумного типу

<b>Вакуумні вимикачі ВВ/TEL 6-20/1000 У2</b>	<b>Параметри</b>
Номинальна напруга (кВ)	6
Номинальний струм (А)	1000
Номинальний струм відключення (кА)	20
Струм термічної стійкості (3с) (кА)	20
Наскрізний струм короткого замикання (кА)	51
Ресурс по комутаційній стійкості: а) при номінальному струмі відключення б) при номінальному струмі	100 50000
Механічний ресурс циклів включення і відключення	50000
Власний час відключення (мс)	85
Час протікання струму КЗ (мс)	120
Різночасність замикання і розмикання контактів (мс)	4
Номинальна напруга електромагнітів приводу (В)	220
Електричний опір головного ланцюга полюса (мкОм)	40
Маса комутаційного модуля (кг)	35
Термін служби (років)	25

## 3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 3.1 Розробка загального виду автоматизованого диспетчерського пункту

При проектуванні автоматизованого диспетчерського пункту необхідно враховувати такі фактори як:

- площа розміщення проєктованого автоматизованого диспетчерського пункту, включаючи обслуговуюче його обладнання та оснащення.

- можливість безперешкодного під'їзду до комутаційних модулів цехового транспорту для виконання вантажно-розвантажувальних і ремонтних робіт.

- наявність на місці проектування автоматизованого диспетчерського пункту всіх необхідних для його роботи систем харчування і комунікацій.

- безпеку автоматизованого диспетчерського пункту, наявність знаків попереджуючих про високий напруга в робочій зоні, можливість установки захисних огорож, наявність пожежного щита і системи аварійної сигналізації.

Автоматизований диспетчерський пункт повинен розміщуватися в приміщенні РП-6кВ окремо від основних виробничих цехів, тому що являє собою джерело підвищеної небезпеки для людини, яка полягає в ураженні електричним струмом. А також сама зона, де розташовується електрообладнання, є небезпечною для людини через підвищеного рівня електромагнітного випромінювання, і її теж необхідно ізолювати від основного виробництва. Мікроклімат повинен бути також певної якості за чистотою, що не представляється можливим в умовах розміщення ділянки в нутрії виробничої частини цеху.

Проектований автоматизований диспетчерський пункт займає таку ж площу, як і ділянку початкового варіанту, тому він не вимагає спеціальних

розрахунків на додаткову робочу площу. Площа, пропонована під розміщення обладнання, дозволяє легко розмістити всі необхідні для його повноцінної роботи елементи обладнання.

Для установки знову вводиться автоматизованого обладнання на диспетчерському пункті, потрібно провести демонтаж масляних вимикачів і старих лічильників електроенергії з диспетчерського пункту (першого варіанту). Звести перегородки з витримкою розмірів, згідно ескізу, показаного на рисунку 3.1.

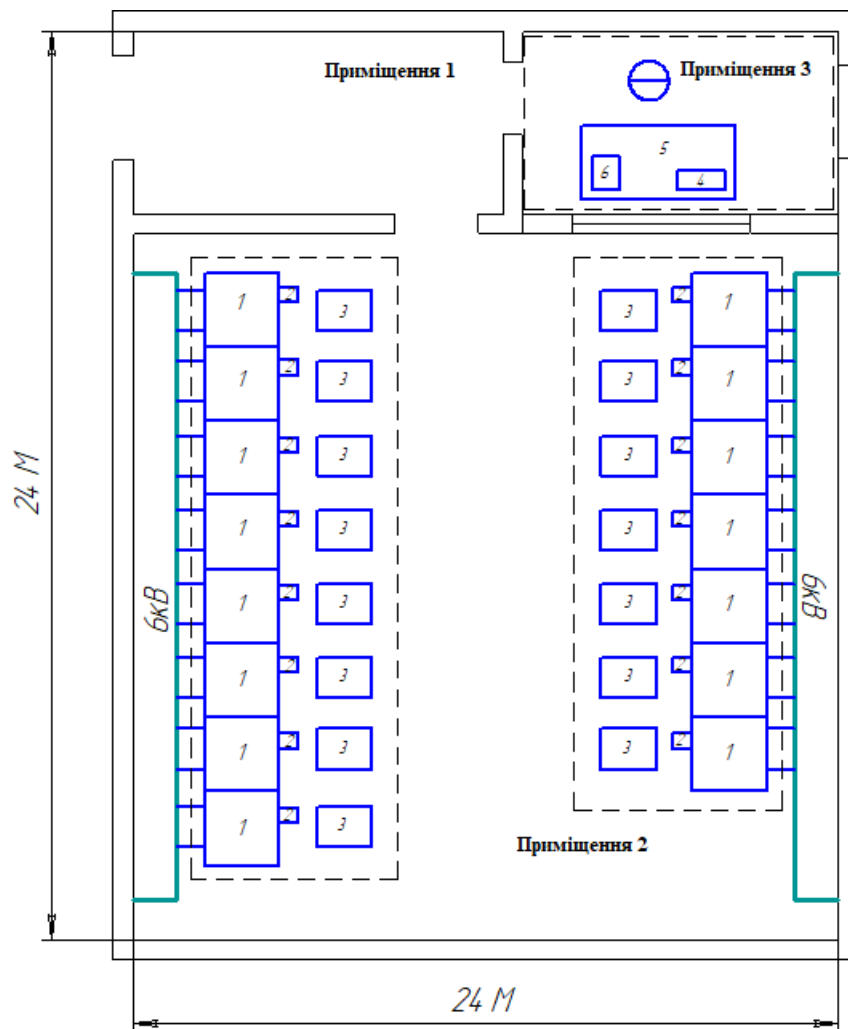


Рисунок 3.1. – Схема модернізованого приміщення.

Перегородки дозволяють нам відокремити зону, де розташовані силові розподільні шафи і комутаційні модулі, від диспетчерського пункту,

розміщеного в ньому робочого місця оператора. Перегородки пропонується виконувати з будівельної цегли, розмір перегородки дорівнює 150 мм з урахуванням штукатурки стін будівельним цементним бетоном. Між приміщенням, де розміщуються силові розподільні шафи, комутаційні модулі та робочим місцем оператора встановлено вікно, для здійснення візуального контролю над справною роботою автоматичного устаткування в робочому процесі. Зробити гаражні ворота. Гаражні ворота призначені для заїзду електроредуктори і вивезення вакуумних вимикачів з небезпечної зони в разі їх поломки. Силові розподільчі шафи розташовані один за одним, в два ряди на певному відстань для викочування комутаційних модулів і вільного заїзду електроредуктори.

Все автоматичне обладнання на ділянці розміщено в окремих від людей приміщеннях, робоче місце оператора знаходиться за межами огорожі. Також ділянка оснащена пожежним щитом, аптечкою і телефоном. Для монтажу даного автоматизованого ділянки з усіма його елементами і одиницями обслуговуючого обладнання, не потрібно ніяких спеціальних пристроїв і умов. Всі роботи по монтажу виробляються спеціальною бригадою монтажників згідно з інструкцією підприємства з дотриманням необхідних заходів техніки безпеки і санітарних норм. Електромонтажні роботи виконуються з дотриманням, вимог діючих правил улаштування електроустановок.

### **3.2 Розробка викочуваного елемента**

Головною умовою при розробці і конструюванні викочуваного елемента (ВЕ) є виключення роботи людини в зоні з підвищеним електромагнітним випромінюванням, а так само спрощення ремонту вакуумних вимикачів.



Викочуваний елемент (рис. 3.2) являє собою металеву конструкцію служить для установки, кріплення вакуумних вимикачів і призначений для комутації електричних ланцюгів в нормальних і аварійних режимах в силових розподільних шафах внутрішньої і зовнішньої установки з напругою номіналом не більше 10кВ при частоті змінного трифазного струму 50 Гц для систем, які мають ізольовану нейтраль [10].

Викочуваний елемент (ВЕ) з вакуумним вимикачем типу ВВ / TEL є збірною металоконструкцію, що складається з наступних основних частин:

- підстави 1, з змонтованим на ньому фіксатором 2, вузла заземлення 3;
- кронштейнів 4;
- стійок 5, із закріпленим на них вакуумним вимикачем 6;
- кронштейнів 7 для кріплення опорних полімерних ізоляторів 8;
- нижньої 9 і верхньої 10 частин фасадних листів;
- куточків 11;
- шин 12;
- пластин 13;
- розеткових контактів 14 і 15, виконаних у вигляді тюльпанів, зчленовується з нерухомими контактами корпусу ШРС;
- ручок 16;
- блокувального вузла 17;
- джгутів зі штепсельними роз'ємами 18 (ХР2 і ХР1);
- електродвигуна з черв'ячним редуктором в корпусі 19;
- коліс елемента викочування 20;
- захисні металеві листи 21;
- вал з підшипниками на який насаджено черв'ячне колесо 22;
- блок управління вакуумними вимикачами 23;
- кінцевих вимикачів 24;

Для створення металоконструкції елемента викочування, а так само кріплення і фіксації описаних частин застосовуємо кріпильні болти М10, М16 і дугове зварювання.

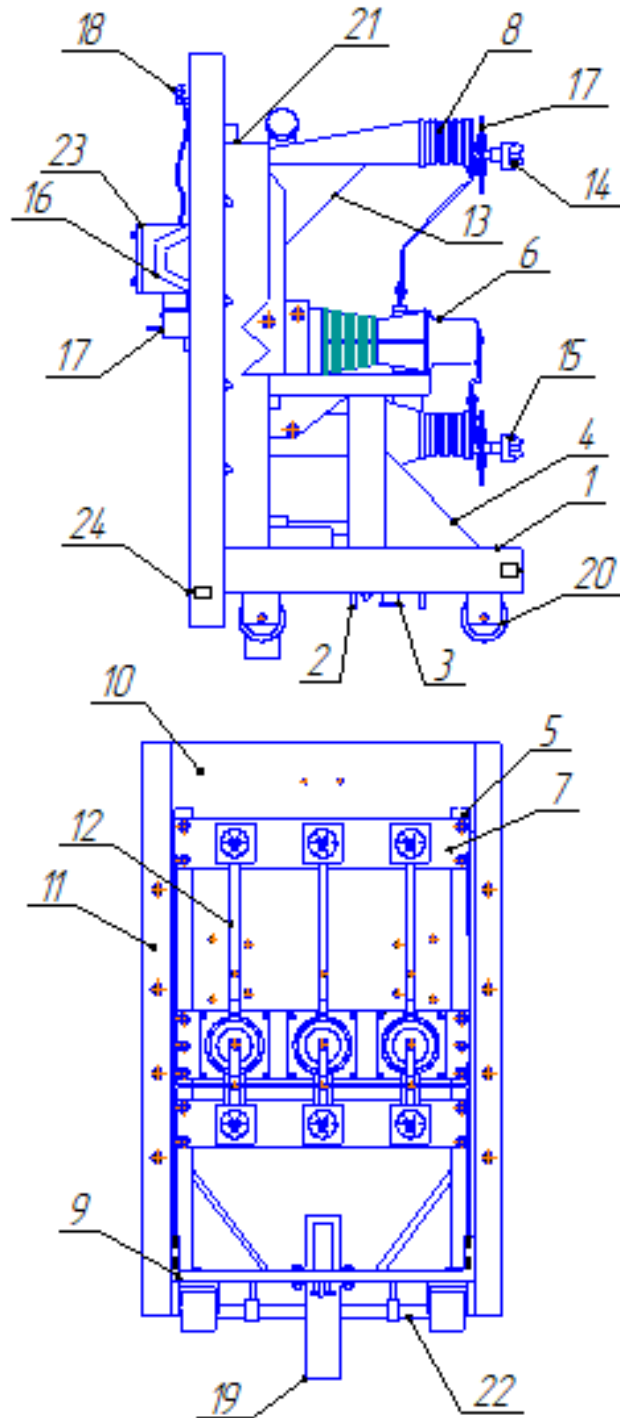


Рисунок 3.2 – Розроблений викочуваний елемент

### 3.3 Робота елемента викочування

Викочування елемента може займати в корпусі розподільного шафи силової (ШРС) два фіксованих положення:

- робоче розеткові контакти головних ланцюгів і штепсельні роз'єми допоміжних ланцюгів замкнуті;
- контрольне розеткові контакти головних ланцюгів розімкнуті, штепсельні роз'єми допоміжних ланцюгів замкнуті.

Положення ВЕ поза ШРС є ремонтним, все ланцюги розімкнуті (для огляду і ремонту ВЕ може повністю викочуватися з корпусу шафи).

Переміщення ВЕ проводиться за допомогою електроприводу з черв'ячним редуктором, по командам з диспетчерського пункту. У разі відмови електропривода переміщення ВЕ може здійснюватися вручну за допомогою обертання важеля типу «кривого стартера».

Заїзд елемента викочування в розподільний силовий шафа: подача харчування на електродвигун з диспетчерського пункту, заїзд ВЕ в ШРС, спрацьовування кінцевого вимикача та вхід пружних струмових ножів в розеткові контакти ВЕ, виключення аварійної лампочки на диспетчерському пункті.

Виїзд елемента викочування в розподільний силовий шафа: подача харчування на електродвигун з диспетчерського пункту, роз'єднання струмових ножів з розетковими контактами ВЕ, виїзд елемента викочування, спрацьовування кінцевого вимикача та зупинка ВЕ, ремонт та огляд елемента викочування і вакуумного вимикача.

### 3.4. Вибір лічильника електроенергії

Вибираємо лічильник СЕТ 4ТМ. Надійний з широким функціоналом і відносно недорогого коштує.

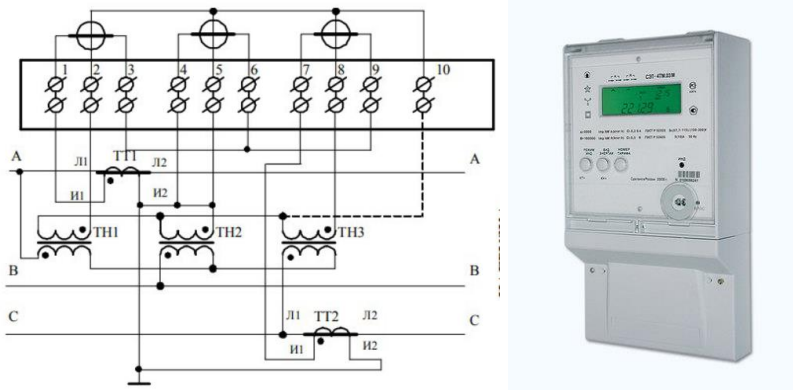


Рисунок 3.3 – Схема вмикання та загальний вигляд лічильника СЕТ-4ТМ.

Такі схеми підключення лічильників дозволяють використовувати вибрані трансформатори струму і напруги не тільки для релейного захисту, а й для обліку електроенергії на високовольтних ліній 6-10 кВ. Лічильники СЕТ 4ТМ - надійний і точний прилад обліку електроенергії.

### 3.5. Розробка програмно-технічного комплексу системи диспетчерського управління.

Автоматизована система диспетчерського управління енергопостачанням (АСДУЕ) - це комплекс апаратних і програмних засобів, а також персоналу, призначений для управління енергогосподарством підприємства.

АСДУЕ забезпечує автоматизований збір і обробку інформації, вимагається для оперативного управління енергопостачанням промислового підприємства, оптимізації роботи енергетичного обладнання та режимів виробництва, і споживання різних видів енергії, рішення організаційно-економічних завдань.

Система диспетчерського управління електропостачанням дозволяє підвищувати оперативність управління енергооб'єктом, скорочує час на відновлення електропостачання споживачів після аварійних відключень, знижує число аварійних ситуацій та інцидентів в роботі, а також знижує витрати на електроенергію за рахунок моніторингу та управління енергоспоживанням.

АСДУЕ:

- візуалізує схеми електричної мережі та основних параметрів, що контролюються на мнемосхемах;
- відображає положення на мнемосхемах і управління роз'єднувачами, олійними і вакуумними вимикачами, віддільниками, короткозамикачами;
- дозволяє контролювати споживання струму на вступних осередках і лініях, що відходять;
- виробляє попереджувальний і аварійну сигналізацію (узагальнену, спрацьовування АВР, АПВ, відображення спрацьовування електричних захистів)

АСДУЕ призначена для автоматизації технологічних процесів:

- оперативно-диспетчерського управління електропостачанням;
- технічного обліку електроенергії;
- планування електроспоживання;
- контролю якості електроенергії;
- планування ремонтів електрообладнання.

АСДУЕ автоматизує процеси планування електроспоживання на підставі роботи насосних агрегатів і на підставі режимів робіт магістрального нафтопроводу.

Організація АСДУЕ - централізована багаторівнева система збору, передачі та обробки інформації з ієрархічною структурою:

ЦДП - центральний диспетчерський пункт;

МДП - місцевий диспетчерський пункт.

На кожній МДП здійснюється автоматичний збір даних, що передаються далі в ЦДП.

### **3.6. Положення АСДУЕ в ієрархії рівнів інформаційних систем управління підприємствами**

Ієрархія рівнів інформаційних систем управління підприємствами:

- системи планування ресурсів підприємства (ERP);
- система управління виробничими процесами (MES);
- системи диспетчерського управління та збору даних (SCADA).

АСДУЕ функціонує на рівнях оперативного управління виробництвом (MES) і системи диспетчерського управління та збору даних (SCADA) (рисунок 3.1).

АСДУЕ забезпечує взаємодію із зовнішніми інформаційними та керуючими системами.

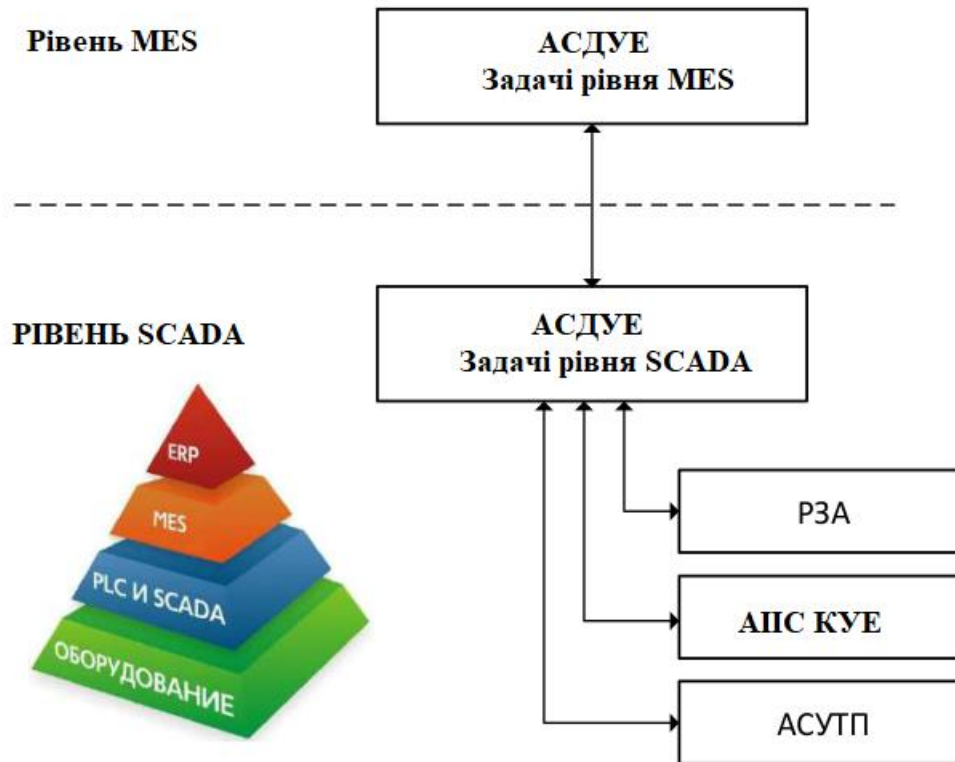


Рисунок 3.4 - Положення АСДУЕ в ієрархії рівнів інформаційних систем управління підприємствами

АСДУЕ включає в себе наступні підсистеми:

- телемеханіки;
- Моніторингу стану енергооб'єкта;
- Технічного обліку електроенергії;
- Контролю якості електроенергії;
- Адміністрування;
- Діагностики;
- Єдиного часу.

### 3.2. Архітектура системи автоматизації

Архітектура системи автоматизації підстанцій має три рівні, яка включає виконавчий рівень (рівень процесу), контрольний рівень (Рівень приєднання) і рівень станції.

Основними елементами в них є інтелектуальні електронні пристрою (IED), в якості яких виступають термінали РЗА та інші пристрою, що утворюють польовий рівень системи. Все IED включені в технологічну локально-обчислювальну мережу (ТЛВС) і взаємодіють між собою. Контролери приєднань (Bay Controller), що контролюють одне або кілька приєднань підстанції, утворюють середній рівень системи. Спеціальні комунікаційні контролери утворюють верхній рівень системи і інтегрують всі IED в загальну SCADA. Системи такого роду характеризуються великою кількістю сигналів, інтегрують в єдиний інформаційний простір різні пристрої і підсистеми, забезпечують зручне спостереження і керування об'єктом за допомогою сучасних SCADA пакетів.

Структура інформаційного обміну (рисунок 3.5, 3.6, 3.7):

- Обмін сигналами функцій захисту між станцією і рівнями приєднання.
- Обмін інформацією в межах рівня приєднання.
- Передача миттєвих значень напруги і струму від вимірювальних перетворювачів (рівень процесу) до пристроїв рівня приєднання.
- Обмін сигналами функцій управління обладнанням рівня приєднання і рівня процесу.
- Обмін сигналами функцій управління між рівнем станції і рівнем приєднання.
- Обмін інформацією між віддаленим робочим місцем інженера і рівнем станції.
- Прямий обмін інформацією між приєднаннями, конкретно, для реалізації швидкодіючих захистів, таких як оперативна блокування.
- Обмін інформацією в межах рівня станції.
- Обмін сигналами функцій управління між віддаленим диспетчерським центром і рівнем станції.



- Обмін сигналами функцій управління між рівнями приєднання 2-х різних об'єктів.

Обмін даними між устаткуванням збору і передачі даних (УСПД) з лічильниками технічного обліку електроенергії здійснюється по інтерфейсу RS-485 з використанням приватних протоколів виробників лічильників.

Обмін даними між контролером приєднання з компонентами АСДУЕ нижчих підрівнів здійснюється по протоколу МЕК 61850 або з використанням приватних протоколів.

Обмін даними підрівні АРМ НПС з контролерами приєднання здійснюється з використанням Ethernet на фізичному і каналному рівні, МЕК 61850 на прикладному рівні.

Обмін даними між рівнями МДП і ЦДП здійснюється з використанням телемеханічний каналу зв'язку для передачі телевимірювань, телесигналізації і команд телеуправління. Передача даних телемеханіки виконується з використанням протоколу телемеханіки МЕК 61850 на прикладному рівні і стека протоколу TCP / IP відповідно на мережевому і транспортному рівнях Підсистеми АСДУЕ взаємодіють зі своїми компонентами шляхом обміну даними в складі єдиної реляційної СУБД.

Обмін даними між серверами і АРМ виконується по локальній мережі по інтерфейсу Ethernet з використанням стека протоколів TCP / IP.

АСДУЕ взаємодіє з наступними системами:

- АИИС КУЕ;
- РЗіА: прийом від релейного захисту та автоматики телесигналів по протоколу МЕК 61850 або з використанням драйверів приватних протоколів;
- АСУТП: прийому фактичних обсягів транспортування нафти по ділянці магістрального нафтопроводу.

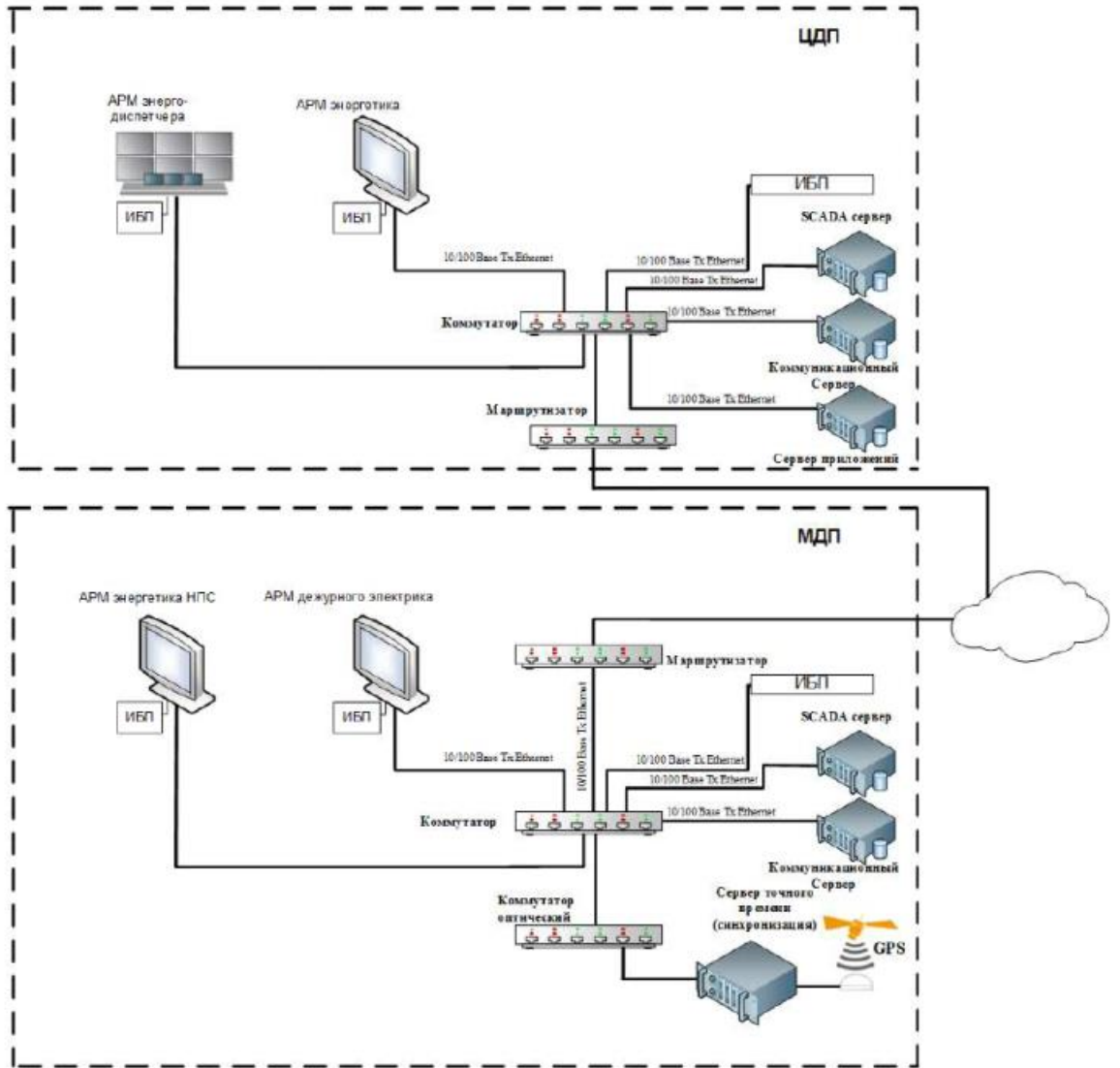


Рисунок 3.5 - Структурная схема МДП і ЦДП

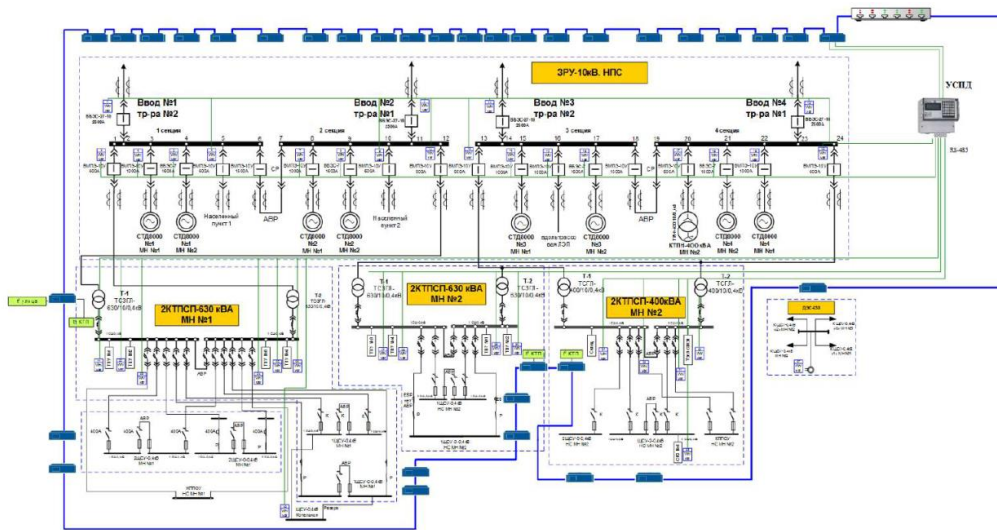


Рисунок 3.6 - Структурная схема

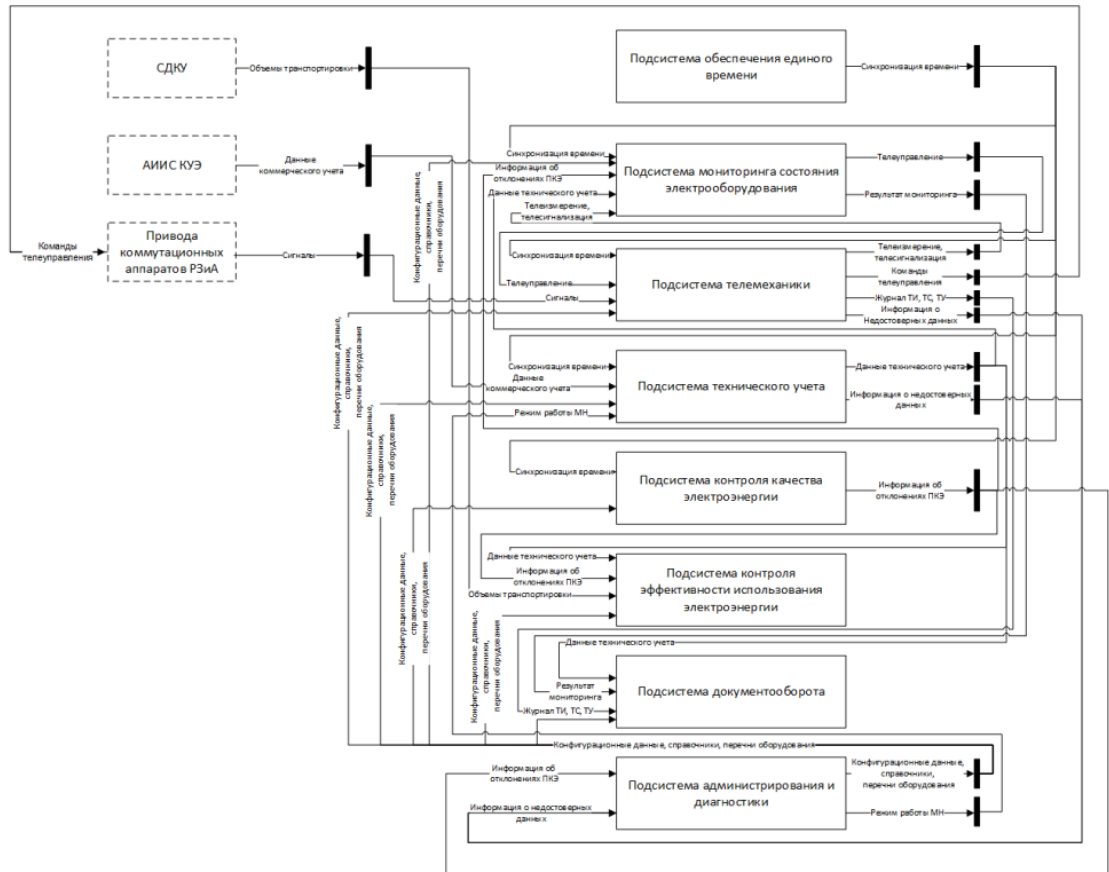


Рисунок 3.7 - Обмін дані між підсистемами

Підсистема телемеханіки забезпечує формування та передачу телесигналізації, телевимірювання, телекерування. Також система телемеханіки виробляє первинну обробку сигналів і відображення ТЗ, ТІ на мнемосхемах. За даними сигналам введе журнал.

Підсистема моніторингу стану електрообладнання дозволяє відстежувати стану основного електрообладнання.

Підсистема технічного обліку електроенергії забезпечує збір даних по обліку, проводить розрахунок втрат і допустимого небалансу, а також дозволяє планування електроспоживання на рік, на місяць, на день і контролювати планові показники.

Підсистема контролю якості електроенергії забезпечує вимірювання і контроль фактичних ПКЕ, збір і відображення інформації про невідповідність ПКЕ.

Підсистема контролю ефективності використання електроенергії забезпечує розрахунок питомої споживання електроенергії в прив'язці до технологічних режимів транспортування нафти, збір і статистичний аналіз виконання планових показників, а також аналіз впливу ПКЕ і споживаної реактивної електроенергії на втрати.

Підсистема документообігу дозволяє формувати звіти з планування, відомості споживання електроенергії та звіти по контролю ПКЕ.

Підсистема адміністрування та діагностики дозволяє конфігурувати систему, задавати прав доступу і проводити діагностику та перевірку роботи компонентів системи.

Підсистема забезпечення єдиного часу забезпечує видачу сигналів синхронізації.

Доступ користувачів до системи, до її інформації та функцій здійснюється за допомогою автоматизованих робочих місць (АРМ), що встановлюються на всіх рівнях.

Реалізуються такі типи АРМ:

- АРМ чергового електрика і енергетика, забезпечує роботу з підсистемою телемеханіки, з підсистемами технічного обліку і контролю якості електроенергії, а також підсистемами моніторингу стану електрообладнання і адміністрування і діагностики;
- АРМ енергодиспетчера, забезпечує роботу з підсистемою телемеханіки та підсистемою технічного обліку електроенергії;
- АРМ Адміністратора забезпечує роботу з підсистемою адміністрування та діагностики.

### 3.3 Програмно-технічний комплекс АСДУЕ

Програмно-технічний комплекс АСДУЕ ділиться на підсистеми

- ПТК телемеханіки;
- ПТК технічного обліку електроенергії;
- ПТК контролю якості електроенергії;
- ПТК синхронізації системного часу;
- ПТК обчислювальної техніки.

Склад ПТК:

1. ПТК підсистеми телемеханіки
  - Контролери приєднання і контролери осередки
2. ПТК обчислювальної техніки включає:
  - Серверне обладнання;
  - База даних;
  - АРМ користувачів АСДУЕ.
3. ПТК мережевого обладнання включає:
  - комутатори;
  - маршрутизатори.
4. ПТК синхронізації системного часу включає:
  - сервер синхронізації часу;
  - GPS-приймач з антеною.
5. ПТК підсистеми технічного обліку електроенергії включає:
  - контролери технічного обліку електроенергії (УСПД);
  - лічильники технічного обліку електроенергії.
6. ПТК підсистеми контролю якості електроенергії включає:
  - прилади контролю якості електроенергії.

### 3.3.1 Підсистема телемеханіки.

Підсистема телемеханіки є основним джерелом інформації для автоматизованих систем диспетчерського керування і забезпечують спостережуваність і керованість електричної мережі.

Підсистема телемеханіки призначена для збору інформації, дистанційного керування основним електроустаткуванням, передачі інформації в диспетчерський пункт.

За архітектурою побудови системи телемеханіки можна умовно розділити на три типи: централізовані, змішані і розподілені.

У системах телемеханіки з централізованою архітектурою (рисунок 3.8) контроль стану об'єкта і управління здійснюються одним пристроєм - контрольованим пунктом телемеханіки (КП ТМ). Він являє собою шафа з центральним процесорним модулем, а також модулями введення / виводу дискретних і аналогових сигналів. Вимірювання виконуються за допомогою аналогових вимірювальних перетворювачів (ВП).

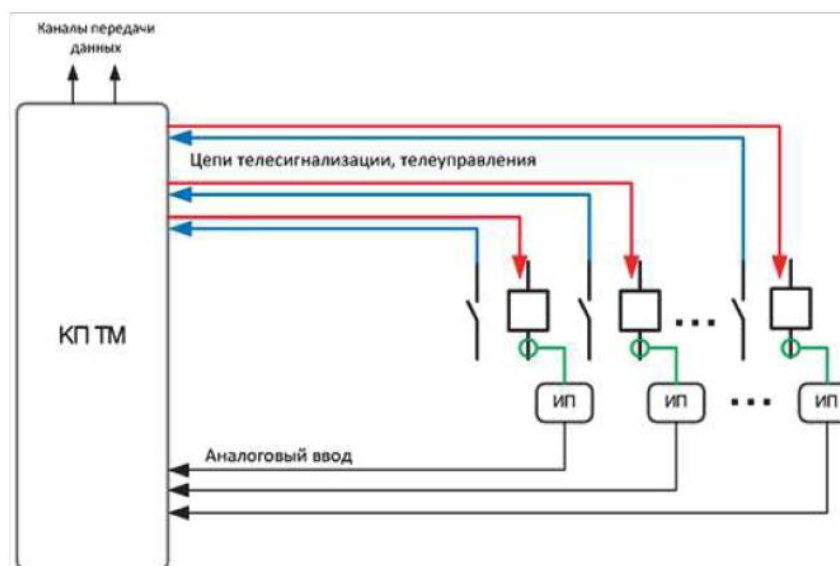


Рисунок 3.8 - Схема системи телемеханіки з централізованою архітектурою

Крім основного шафи, можуть використовуватися додаткові шафи з клемними зажимами, які є свого роду кордоном поділу відповідальності між фахівцями служб засобів диспетчерського та технологічного управління (СДТУ) і РЗА. При безумовному гідність даного підходу, пов'язаному з зручністю обслуговування, є й очевидні недоліки: велика кількість контрольних кабелів (що тягне за собою значні витрати на їх придбання, прокладку, підключення) і потенційні труднощі з дотриманням норм електромагнітної сумісності (ЕМС). Дані про виміряних параметрах електричної мережі проходять кілька етапів перетворення (в аналогових ІІ, в модулях аналогового вводу КП ТМ), а значить, метрологічні характеристики залежать від цілого ряду чинників і не можуть бути високими. Також проблеми виникають при розширенні таких систем, що пов'язано з необхідністю установки додаткових модулів введення / виведення, клемних затискачів, шаф і виділенням місця під них.

З впровадженням цифрових вимірювальних перетворювачів з'явилися системи телемеханіки зі змішаною архітектурою (рисунки 3.5). У частині збору телесигналізації і видачі команд телеуправління в них збереглася централізована архітектура, але разом з цим змінився метод збору телевимірювань - дані від вимірювальних перетворювачів збираються по цифровим інтерфейсам. При такій архітектурі зменшується обсяг кабельної продукції, менша кількість трактів перетворення вимірюваних параметрів підвищує метрологічні характеристики системи телемеханіки - метрологія закінчується на інтерфейсі цифрового ІІ . Один цифровий вимірювальний перетворювач може вимірювати і видавати кілька параметрів.

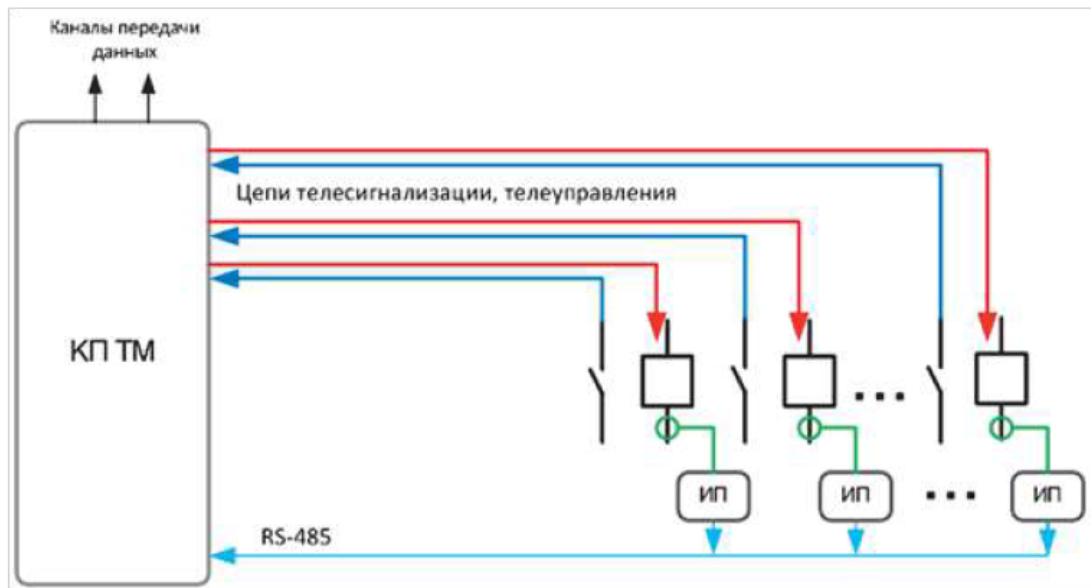


Рисунок 3.9 - Схема системи телемеханіки зі змішаною архітектурою

Системи телемеханіки зі змішаною архітектурою набули поширення в зв'язку з фактором спадкоємності. На реконструйованих підстанціях легко замінити шафу застарілого контрольованого пункту телемеханіки на новий, а вимірювання організувати за допомогою цифрових вимірювальних перетворювачів. Збір даних з ІП найчастіше здійснюється по протоколу Modbus з усіма витікаючими звідси обмеженнями: кількість ІП на магістраль жорстко обмежується через вимоги по часу поновлення вимірювань.

Відхід від централізації функцій обробки, прагнення мінімізувати витрати на кабельну продукцію і застосування сучасних мікропроцесорних пристроїв призводять до створення систем телемеханіки з розподіленою архітектурою (рисунок 3.10).



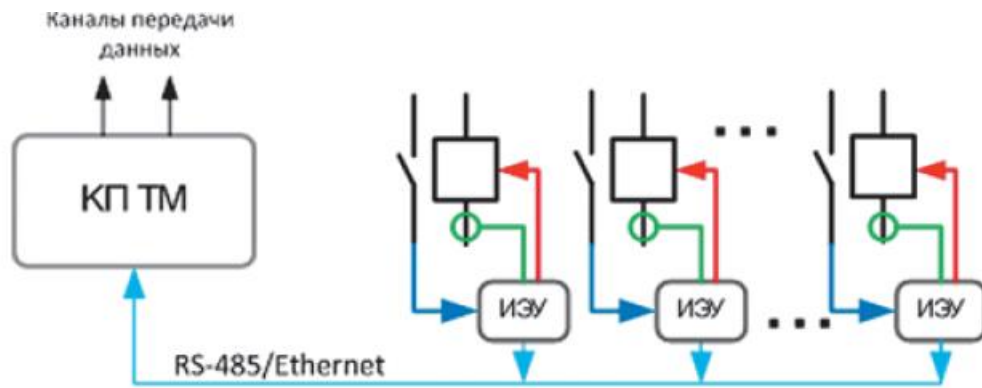


Рисунок 3.10 - Схема системи телемеханіки з розподіленою архітектурою

Системи телемеханіки на базі багатофункціональних вимірювальних перетворювачів, які відносяться до розряду інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕУ). За допомогою багатофункціональних вимірювальних перетворювачів безпосередньо в місці установки здійснюється обробка дискретних сигналів, видача команд управління і повний обсяг вимірювань і обчислень необхідних параметрів мережі.

При подібному підході головний пристрій виконує функції, пов'язані тільки з об'єднанням потоків даних від інтелектуальних електронних пристроїв і передачею необхідних обсягів інформації на вищий рівень систем диспетчерського управління. Зв'язок між ІЕУ і головним пристроєм забезпечується через мережу Ethernet.

Контролери приєднання забезпечують виконання всіх функцій телемеханіки (вимір, телесигналізацію і телеуправління), виконує технічний облік електроенергії, а також моніторинг якості електроенергії. Для доповнення функцій в частині дискретного і аналогового вводу / виводу є додаткові модулі, що підключаються до кошика. Контролери приєднання дозволяє будувати системи телемеханіки розподільчих мереж ТП і РП, системи збору і передачі інформації підстанцій і системи обміну технологічною інформацією електростанцій. Призначення: збір та передача

на вищестоячий рівень диспетчерського управління телемеханічної інформації, реалізація алгоритмів оперативних блокувань, відображення стану об'єкта на АРМ диспетчера, організація прозорих каналів доступу до лічильників електроенергії і терміналів РЗА.

На контрольовані приєднання встановлюються контролери приєднання з двома портами Ethernet, що забезпечують збір інформації з контрольованих приєднань по кільцевій схемі (підтримка RSTP). замикають кільце два комутатора, до яких підключений сервер телемеханіки і джерело точного часу. Сервер телемеханіки забезпечує збір за MEK 61850, зберігання і ретрансляцію інформації на вищий рівень диспетчерського управління.

Протокол обміну MEK 61850 забезпечує публікацію і підписку на GOOSE повідомлення, що в поєднанні з програмованою логікою дозволяє реалізувати програмні алгоритми оперативних блокувань.

Як архітектури підсистеми телемеханіки вибираємо розподілену.

При цьому контролери приєднання встановлюються безпосередньо в осередку, при цьому довжина інтерфейсних ланцюгів мінімальна.

ПТК підсистеми телемеханіки включає контролери приєднання і вимірювальні перетворювачі.

Підсистема телемеханіки реалізується з використанням контролерів приєднання, спеціалізованих для використання в електроенергетиці.

Вимірювання параметрів електричного режиму проводиться з використанням вимірювальних перетворювачів. Підключення вимірювальних ланцюгів трансформаторів струму і напруги до цифрових вимірювальних перетворювачів і наступне підключення до мережі Ethernet. Обмін даними з зовнішніми системами проводиться за протоколами MEK 61850-8.1.

Вимірювальні перетворювачі забезпечують передачу вимірюваних і обчислюваних параметрів:

- Діюче значення фазної напруги;

- Середнє діюче значення фазної напруги;
- Діюче значення міжфазної напруги;
- Середнє діюче значення міжфазної напруги;
- Діюче значення фазного струму;
- Середнє діюче значення фазного струму;
- Активна потужність фази навантаження;
- Сумарна активна потужність;
- Реактивна потужність фази навантаження;
- Сумарна реактивна потужність;
- Повна потужність фази навантаження;
- Сумарна повна потужність;
- Частота мережі;
- Активна енергія;
- Реактивна енергія;
- Гармонійний склад струмів;
- Осцилограми струмів і напруг.

Для забезпечення використовується архітектури оптоволоконного кільця, всі контролери приєднання з серверами і забезпечує стійкість до будь-яких одиночних обривів лінії. Контролери приєднання підтримують стандарт МЕК 61850 що знижує можливі витрати при подальшому розширенні системи.

## 4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

Втрати енергії в системах електропостачання в значній мірі пов'язані з якістю електроенергії, яке в свою чергу є складовою частиною електромагнітної сумісності. Можна виділити основні показники якості електричної енергії, погіршення яких призводить до збільшення втрат електроенергії:

- усталене відхилення напруги;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт n-й гармонійної складової;
- коефіцієнти несиметрії напруг по зворотній та нульовій послідовностей.

Причому винуватцями невідповідності таких показників, як усталене відхилення напруги і відхилення частоти є енергопостачальні організації, а коефіцієнтів спотворення несинусоїдальності, n-й гармонійної складової, несиметрії напруги по зворотній і нульовій послідовностей - споживачі.

При наявності в кривій напруги ВГ виникають додаткові втрати потужності в електрообладнанні і в лініях електропередачі. Ці втрати будуть досить значними при великому коефіцієнті спотворення синусоїдальності кривої напруги. Для забезпечення невеликого спотворення синусоїди потужність джерела живлення повинна бути в 10 разів більше потужності нелінійного навантаження.

В даний час на промислових підприємствах і у комунально-побутових споживачів ударними темпами збільшується кількість заводогенеруючого обладнання. На підприємствах це пов'язано з повсюдною модернізацією виробництва, тобто з впровадженням передового устаткування: сучасних джерел світла, зварювальних випрямлячів і частотних перетворювачів. У

комунально секторі - це персональні комп'ютери, компактні люмінесцентні лампи, телевізори та ін.

При несинусоїдальних токах і напружених облік електричної енергії пов'язаний зі значними погрішностями. Особливо вплив ВГ позначається на лічильниках індукційної системи, що мають негативну частотну похибка на частотах вище 50 Гц. Залежно від того, містить електроприймач лінійну або нелінійну навантаження, можливий недооблік або переоблік спожитої електроенергії.

При великих викривлення напруги і переважання 5-13-й гармонік струмів позитивна похибка вимірювання енергії, споживаної тиристорн перетворювачами, досягає 3-4%. Найбільшою мірою вплив несинусоїдальності на похибки індукційних лічильників проявляється на частотах 11-й і 13-й гармонік.

При коефіцієнті спотворення синусоїдальності напруги менше 5% додаткові похибки вимірювань виявляються зневажливо малими.

У свою чергу недооблік електроенергії і постійне погіршення її якості призводить до додаткових втрат електроенергії та грошових коштів енергопостачальних організацій. Це пов'язано з тим, що показники якості електроенергії, погіршується її споживачами, постійно не відслідковуються, що призводить до збільшення технічних втрат електроенергії.

Гармоніки вищого порядку вносять суттєвий вклад в погіршення параметрів енергомережі підприємства шляхом генерації паразитного потужності в мережу. Дана потужність не споживається навантаженням і прагне до джерела (трансформатора).

Для більш ефективного енергопостачання з урахуванням даної паразитного потужності доводиться збільшувати переріз кабельних ліній, потужності трансформаторів. Втрати в трансформаторах, пов'язані з показниками якості.

Додаткові втрати активної потужності при несиметрії напруг представляють у вигляді суми додаткових втрат холостого ходу (ХХ) і короткого замикання (КЗ). При несинусоїдальності напруги враховують ще й додаткові втрати, зумовлені вихровими струмами. Ці втрати зазвичай невеликі і складають в середньому 5% номінальних втрат КЗ трансформатора  $P_k$ , однак при протіканні в трансформаторі струмів ВГ додаткові втрати різко зростають і можуть досягати 30-50%  $P_k$ . Наприклад, в Канаді на перетворювальній підстанції високовольтної системи передачі постійного струму була зареєстрована відмова триобмоткового трансформатора потужністю 240 МВ А. Досліди показали, що відмова була викликана втратами від вихрових струмів, рівень яких через ВГ значно перевищив допустиме значення. Додаткові втрати в обмотках трансформатора зростають пропорційно квадрату номера гармоніки.

Додатковими втратами ХХ при несинусоїдальності і несиметрії напруг, як правило, нехтують, проте в деяких роботах їх враховують.

Додаткові втрати ХХ  $\Delta P_{xv}$  при несинусоїдальності напруги розраховують за виразом

$$\Delta P_{xv} = P_x \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v^{2,6}},$$

де  $P_x$  - втрати ХХ при основній частоті

Додаткові втрати активної потужності при несинусоїдальності напруги дорівнюватимуть:

$$\Delta P_v = 1,291 \frac{P_k}{u_k^2} \sum_{v=2}^n \frac{1 + 0,05 \cdot v^2}{v\sqrt{v}} \cdot U_{v*}^2,$$

де  $U_k$  - напруга КЗ, о. е. ; додатковими втратами ХХ, зумовленими ВГ, нехтують.

Додаткові втрати активної потужності в трансформаторах при несиметрії режиму можна визначити за такою формулою

$$\Delta P_{(2)} = \frac{P_k}{u_k^2} K_{2U}^2,$$

де  $K_{2U} = U_2 / U_{\text{ном}}$  - коефіцієнт зворотної послідовності напруг, рівний відношенню напруги зворотної послідовності  $U_2$  до номінальної напруги  $U_{\text{ном}}$ ; додаткові втрати ХХ, обумовлені несиметрією напруги, в практичних розрахунках можна не враховувати.

Визначення коефіцієнтів n-х гармонійних складових напруги на системних підстанціях 6 кВ проводилося за допомогою пристрою контролю параметрів якості електричної енергії УК1, який проводить виміри параметрів якості електричної енергії.

Показники якості електричної енергії були зняті для чотирьох системних підстанцій 6 кВ для двох трансформаторів ТМГ11-1000-10 / 0,4 і двох ТМ-1000-10 / 0,4.

Експерименти проводилися на шинах 0,4 кВ, час кожного вимірювання становило 24 години.

Коефіцієнти n-х гармонійних складових напруги по фазах для підстанцій № 1 і 2 з трансформаторами ТМГ11-1000-10 / 0,4 і підстанцій № 3 і 4 з трансформаторами ТМ-1000-10 / 0,4 наведені на рис. 4.1-4.4 відповідно.

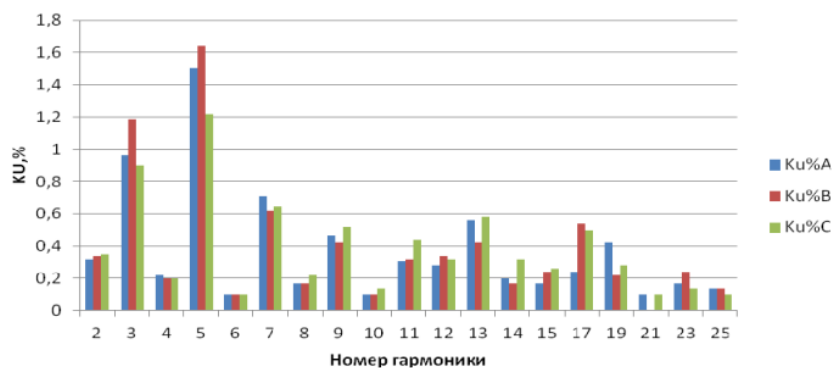


Рисунок 4.1 – Аналіз гармонік на підстанції № 1

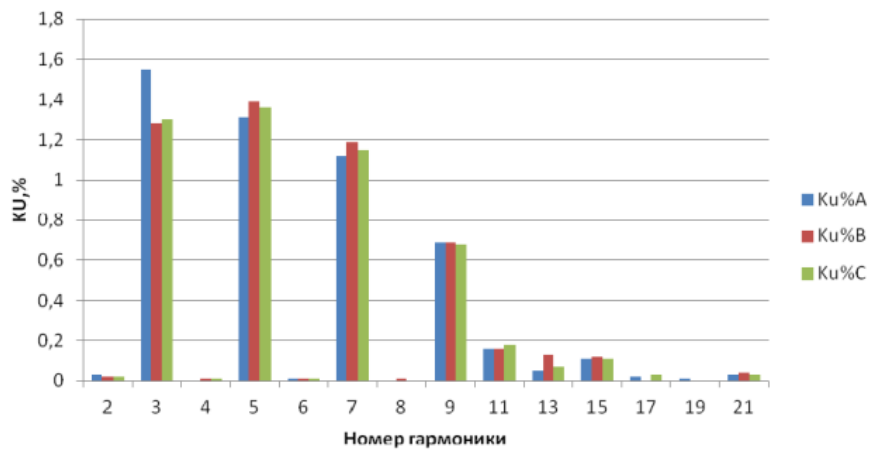


Рисунок 4.2 – Аналіз гармонік на підстанції № 2

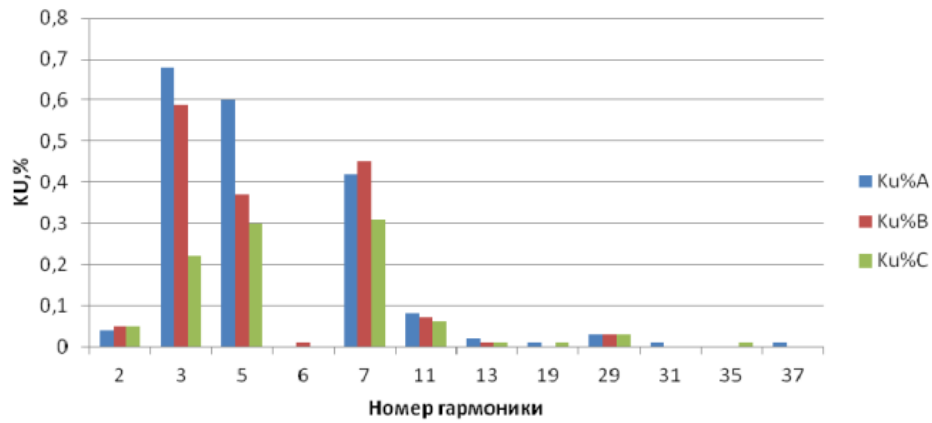


Рисунок 4.3 – Аналіз гармонік на підстанції № 3

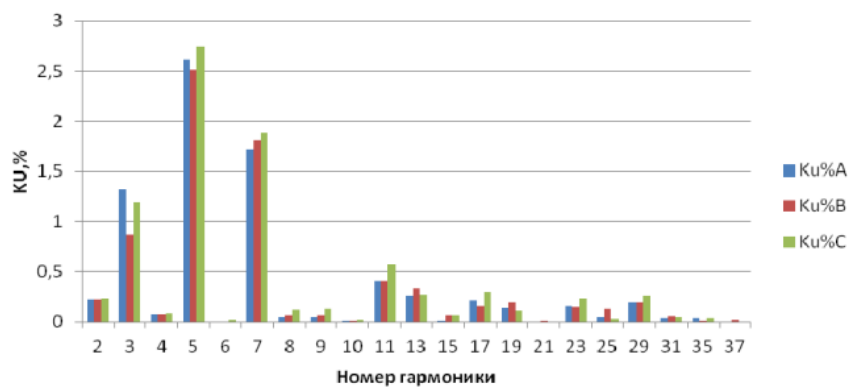


Рисунок 4.4 – Аналіз гармонік на підстанції № 4



З аналізу отриманих експериментальних даних можна зробити висновок, що на всіх підстанціях значення коефіцієнтів  $n$ -х гармонійних складових знаходяться в межах допустимих значень, а якщо виходять за їх межі, то на дуже незначний час. Встановлення компенсаторної батареї дозволить суттєво поєрацтити режими роботи об'єкту.

## 5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 5.1. Прийняті рішення по складу програмних засобів

Для зниження витрат і скорочення термінів реалізації програмного забезпечення рівня НПС найбільш доцільно в якості ПО SCADA рівня НПС використання спеціалізованого програмного забезпечення SCADA виводу контролерів телемеханіки.

Використовуване ПЗ SCADA забезпечує наступні можливості:

- створення проекту АСДУЕ, як єдиної моделі об'єкта автоматизації на основі об'єктно-орієнтованого підходу;
- забезпечення єдиного інформаційного простору для всіх технологічних параметрів об'єкта автоматизації;
- збільшення продуктивності системи шляхом додавання необхідного числа серверів без необхідності переустановлення системи;
- наявність інтегрованої централізованої системи безпеки;
- можливості централізованого управління і супроводу інформаційної системи;
- підтримка WEB-технологій, включаючи Service Oriented Architecture;
- наявність вбудованих механізмів для обміну даними в повільних і низьконадійних комунікаційних мережах.

На малюнку 5.1 представлений приклад реалізації мнемокадра ЗРУ в ПО SCADA.

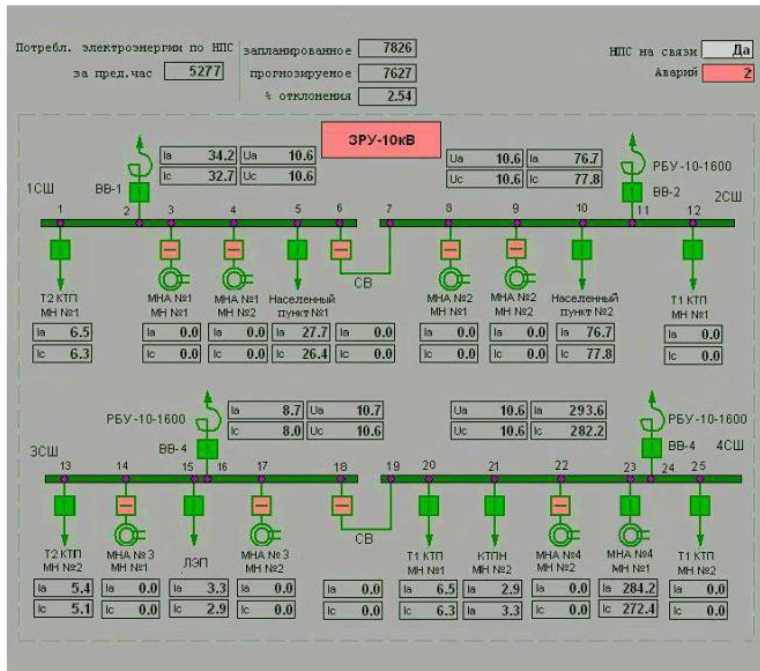


Рисунок 5.1 - Мнемокадр ЗРУ

Розподіл програмного забезпечення за рівнями ієрархії представлено на рис. 5.2.

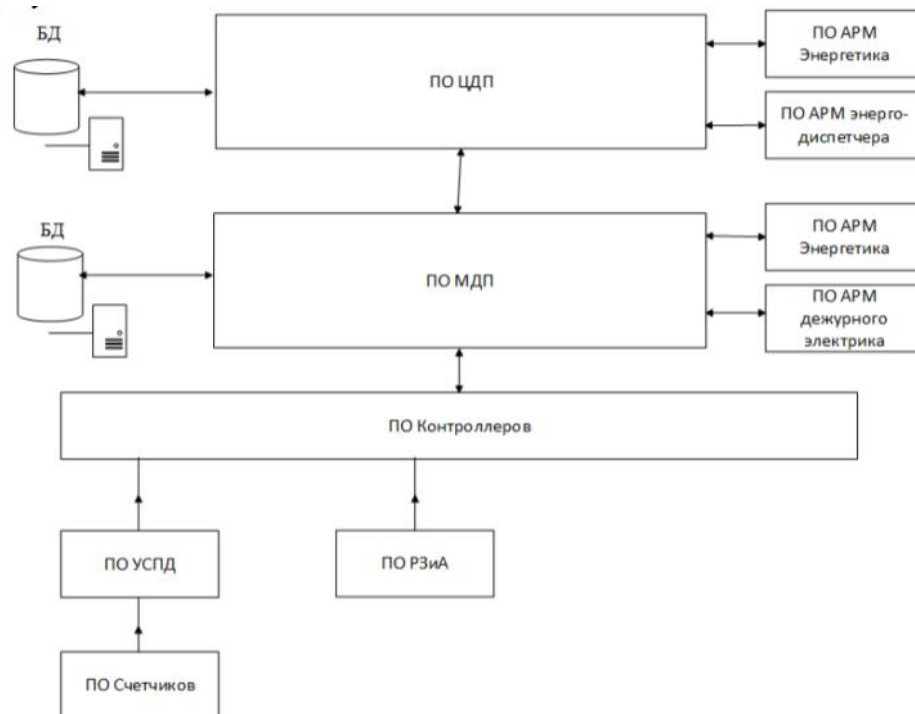


Рисунок 5.2 - Архитектура ПО АСДУЕ.

## 5.2 Метрологічне забезпечення

### 5.2.1 Підсистема технічного обліку електроенергії загальні положення

Вимірювальні канали технічного обліку електричної енергії організовуються:

- на всіх приєднаннях 6-10 кВ і вище, що перебувають на балансі НПС;
- на відхідних фідерах 0,38 кВ КТП 10-6 / 0,38 кВ;
- на вводах в ЩСУ від дизельних електростанцій;
- на вводах в котельню;
- на межах балансової належності з мережами субабонентів.

Структурна схема типового каналу технічного обліку електроенергії включає в себе вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильник електричної енергії, вимірювальну лінію між ТН і лічильником електричної енергії, контролер технічного обліку і сервер НПС і має такий вигляд (Рисунок 5.3):

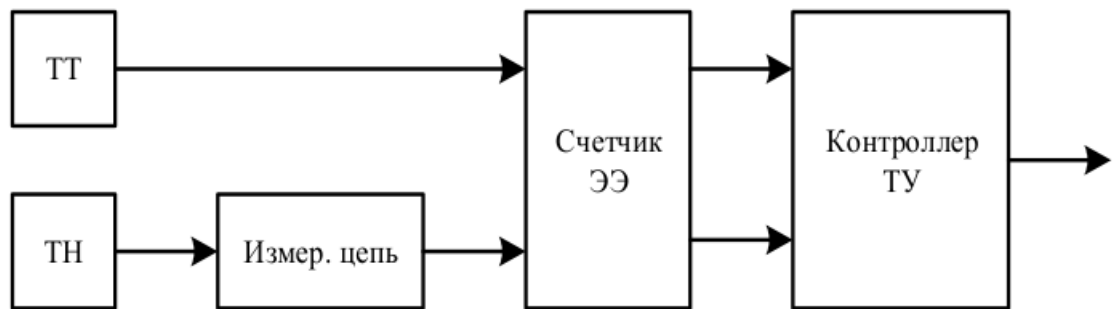


Рисунок 5.3 - Структурна схема типового каналу технічного обліку електроенергії

Вимірювальна лінія між ТТ і лічильником ЕЕ в структурну схему НЕ включена, оскільки вона не вносить додаткової похибки в результаті похибка вимірювання за умови відповідності навантаження вимірювальної обмотки ТТ номінального значення.

Відповідно до ПУЕ (розділ 1.5) до вимірювальних компонентів АСДУЕ має ряд вимог. Підсистему обліку необхідно проектувати, враховуючи їх.

## **6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **6.1 Організація охорони праці при роботі з системою управління**

Охорона праці розглядає проблеми забезпечення здорових і безпечних умов праці. Виявляє і вивчає можливі причини нещасних випадків, професійних захворювань, аварій, вибухів, пожеж і розробляє систему заходів і вимог з метою виключення цих причин і створення безпечних і сприятливих для людини умов праці.

Завдання охорони праці є зведення до мінімуму імовірності пошкодження або захворювання працівників з одночасним забезпеченням комфорту при максимальній продуктивності праці.

Навчання працівників безпеці праці проводять відповідно до встановлених вимог. На всіх підприємствах і в організаціях незалежно від характеру і ступеню небезпеки виробництва навчання працівників проводять при підготовці нових робітників, проведенні різноманітних видів інструктажів і підвищенні кваліфікації.

Контроль за своєчасним і якісним навчанням виконує відділ охорони праці чи інженер з охорони праці, або ІТП, на якого наказом керівника підприємства покладено ці обов'язки. Ті, що вперше поступають на роботу, навчання проходять згідно з "Типовим положенням про підготовку і підвищення кваліфікації робітників". В журналі обліку навчальної роботи реєструють навчальну тему, за якою проводилось навчання.

Інструктаж працюючих поділяють на вступний, початковий, на робочому місці, повторний, позаплановий і початковий.

Вступний інструктаж з усіма, хто поступає на роботу незалежно від їх освіти і стажу роботи по даній професії, проводить інженер з охорони праці за програмою, затвердженою головним інженером підприємства, про

проведення вступного інструктажу з обов'язковим підписом того, хто проводив інструктаж і того, хто його отримував.

Початковий інструктаж на робочому місці, повторний, позаплановий і поточний проводить керівник робіт.

Початковий інструктаж на робочому місці проводять при прийомі на роботу нових робітників за інструкцією з охорони праці, розробленою для окремих професій або видів робіт. Всі робітники після цього інструктажу і перевірки знань 2-5 змін (залежно від навичок і стажу роботи) працюють під наглядом бригадира чи майстра, потім оформляється допуск до їх самостійної праці.

Повторний інструктаж проходять всі працівники незалежно від кваліфікації, освіти і стажу роботи через три місяці. Його проводять з метою перевірки знання робітниками правил і норм з охорони праці.

Позаплановий інструктаж проводять коли змінилися правила охорони праці або технологічний процес, обладнання, інструмент та інші фактори, що впливають на безпеку праці; коли працівники порушують правила охорони праці, що можуть призвести чи призвели до травм, аварій чи пожежі, вибуху. Його проводять індивідуально чи з групою робітників однієї професії за програмою початкового інструктажу на робочому місці. При його реєстрації вказують причину, яка спричинила його проведення.

Умови праці мають велике значення практично для всіх виробничих показників - продуктивності праці, якості робіт, безпеки працівників та інше.

Санітарно-гігієнічні умови праці характеризуються показниками виробничого середовища - рівнем освітлення, мікрокліматичними параметрами, загазованістю і запиленістю повітряного середовища, рівнем шуму і вібрації, наявністю іонізуючого випромінювання та інше.

## 6.2 Електробезпека

Електричні установки, з якими доводиться мати справу практично всім працюючим по встановленню та налагодженню засобів автоматизації, виявляють для людини велику потенційну небезпеку, яка збільшується у зв'язку з тим, що органи чуття людини не можуть на відстані виявити присутність електричної напруги на обладнанні.

Степінь ураження електричним струмом залежить від цілого ряду факторів: значення сили струму, електричного опору тіла людини та тривалості протікання через неї струму, виду та частоти струму, індивідуальних властивостей людини та умов навколишнього середовища.

Конструкція електроустановок має відповідати умовам їх експлуатації та забезпечувати захист персоналу від дотику з струмоведучими та рухомими частинами, а обладнання - від попадання всередину посторонніх твердих тіл та води.

Конструкція, вид виконання, спосіб встановлення, клас ізоляції застосовуваних провідників, кабелів, пристроїв та іншого електрообладнання відповідають вимогам електробезпеки. За ступенем ураження людей електричним струмом котельня відноситься згідно ПУЕ 1.1.13 до категорії приміщень з підвищеною небезпекою (висока температура, можливість одночасного дотику до металевих елементів технологічного обладнання або металоконструкцій будинку та металевих корпусів електрообладнання).

У нормальному режимі роботи обладнання - можливість ураження працівників електричним струмом виключена. Але на випадок аварії для запобігання ураження струмом людей передбачене захисне заземлення. Згідно ПУЕ 1.7.65 допустимий опір заземлення повинен бути не більшим 10 Ом.

При виконанні монтажних робіт використовуються переносні електроінструменти (електродрилі, електрошліфувальні установки, тощо).



Для забезпечення безпечної праці корпуси однофазних електроприймачів повинні занулюватись.

Захист людини від ураження електричним струмом в мережах з зануленням здійснюється тим, що при замиканні одної з фаз на занулений корпус в ланці цієї фази виникає струм короткого замикання, що діє на струмовий захист (плавкий запобіжник, автомат), в результаті чого відбувається відключення аварійної ділянки від мережі. Крім того, ще до спрацювання захисту струм короткого викликає перерозподіл напруги в мережі, що приводить до зниження напруги корпусу відносно землі. Таким чином, занулення зменшує напругу дотику та обмежує час, на протязі якого людина, що доторкнулася до корпусу, може потрапити під дію напруги.

Для того, щоб забезпечити швидке (на протязі декількох секунд) відключення аварійної ділянки, струм короткого замикання повинен бути достатньо великим. Відповідно до вимог ПУЕ струм короткого замикання повинен не менше ніж в три рази перевищувати номінальний струм плавкої вставки найближчого запобіжника або номінальний струм нерегульованого розчеплювача автоматичного вимикача. При використанні автоматичних вимикачів, що мають тільки електромагнітний розчіплювач (відсічку), струм короткого замикання повинен перевищувати значення струму встановлення миттєвого спрацювання в 1,25-1,4 рази в залежності від номінального струму.

В однофазних електроприймачів, що включені між фазним та нульовим робочим проводами, занулення корпусів слід виконувати з допомогою окремого (третього) провідника, який повинен з'єднувати корпус електроприймача з нульовим захисним проводом. В таких випадках під'єднувати корпуси електроприймачів для забезпечення електробезпеки до нульового робочого проводу недопустимо, оскільки при його розриві (перегоранні запобіжника) всі під'єднані до нього корпуси виявляться під фазною напругою відносно землі.

В мережі з зануленням недопустимо використовувати заземлення окремих електроприймачів, не під'єднавши їх перед цим до нульового захисного провідника. В цьому випадку при замиканні фази на заземлений, але не приєднаний до нульового захисного провідника корпус створюється коло струму через заземлення цього корпусу та заземлення нейтралі джерела струму. Такий випадок небезпечний, оскільки засоби захисту не зможуть відключити такий електроприймач через мале значення струму і тому небезпечна напруга на всіх корпусах може зберігатися тривалий період, поки заземлений приймач не буде відключений вручну.

Важливо відмітити, що якщо занулений корпус одночасно заземлений, то це тільки покращує умови безпеки, оскільки забезпечує додаткове заземлення нульового захисного проводу.

Для ізоляції людини від частин електроустановок, що знаходяться під напругою, використовуються основні та допоміжні ізолюючі засоби, а саме слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками, коврики, ізолюючі підставки, тощо.

У приміщеннях, де знаходяться вимірювальні прилади, необхідно забезпечити виконання заходів по боротьбі з статичною електрикою (тобто прилади повинні бути заземлені). Найпростішим засобом є підтримка відносної вологості повітря на рівні 50 - 60 % за допомогою побутового електрозволожувача.

Підлогу слід виконувати відповідно до ГОСТ 12.4.124-83, використовуючи антистатичне покриття на проходах і біля робочих місць.

Робітникам рекомендовано носити одягу з природних матеріалів або з комбінованих - природних і штучних волокон. Для зняття електростатичних зарядів з одягу слід використовувати антистатика побутового призначення.

Оскільки корпуси приладів виконані з металу, то для усунення небезпеки ураження людини електричним струмом (можливий пробій на корпус приладу) використовується захисне заземлення.

### 6.3 Розрахунок заземлення

Розрахуємо систему заземлення для електроустаткування, яке працює від напруги 220 В.

$$R_{\text{ззз}} \leq \frac{U}{I_p} = \frac{220}{66} = 3.3 \leq 4 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір ґрунту:  $\rho = k_n * \rho_n = 2 * 200 = 400 \text{ Ом м}$ ,

де  $k_n$  - коефіцієнт підсилення;

$\rho_n$  — питомий опір ґрунту (вибирається з довідкової літератури).

Визначаємо опір одиночного вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} * \frac{4t+1}{4t-1} \right)$$

де  $t$  - відстань від середини заземлювача до поверхні ґрунту, м;

$l, d$  - довжина і діаметр стержня заземлювача, м;

$$R_B = 96 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір сталевій полосі, що з'єднує стержневі заземлювачі:

$$R_{II} = (\rho / 2\pi l) * \ln(l^2 / dt) = 61 \text{ Ом.}$$

Визначаємо орієнтовне чмсло стержневих заземлювачів:

$$n = R_B / [r_B] \eta_B = 96 / 4 * 1 = 24 \text{ шт.};$$

$r_B$  - допустимий по нормам опір заземляючого пристрою,

$\eta_B$  - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (для орієнтовного розрахунку приймається рівним 1).

Приймаємо розміщення вертикальних заземлювачів по контуру з відстанню між сталевими заземлювачами рівним 21. З довідкової літератури визначаємо  $\eta_B = 0,66$  і  $\eta_I = 0,39$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів

$$n = R_B / [r_B] \eta_B = 96 / (4 * 0.66) = 36$$

Розраховуємо загальний розрахунковий опір аземлюючого пристрою R з врахуванням з'єднувальної полоси

$$R = R_B R_{II} / (R_B \eta_I + R_{II} \eta_B n) = 3.9 \text{ Ом.}$$

Розрахунок проведено правильно, оскільки виконується умова  $R \leq [r_B]$ .

### Розрахунок штучного заземлення:

Приймаємо, що опір захисного заземлення не повинен перевищувати 4 Ом:

$$R_{33} = \frac{R_c R_n}{R_c + R_n} \leq 4 \text{ Ом}$$

де  $R_{33}$  – опір захисного заземлення;

$R_c$  – опір стержневих заземлювачів;

$R_n$  – опір поперечних заземлювачів.

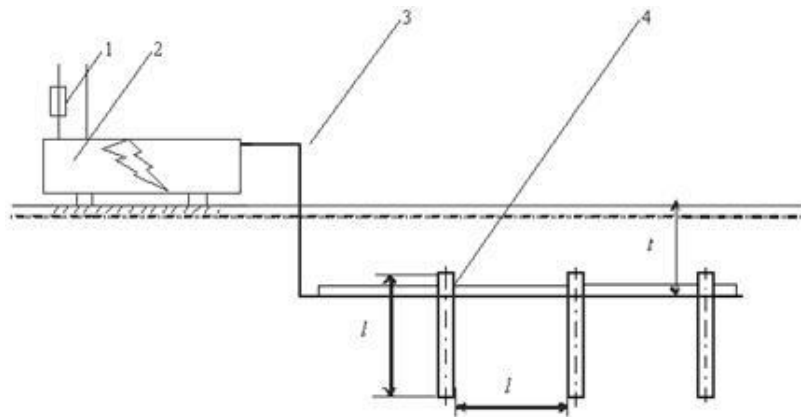


Рисунок 6.1 - Пристрій заземлення

4 – плавка вставка; 2 – електроустановка; 3 – з'єднувальна штаба; 4 – трубчатий заземлювач

Опір одиночного стержневого заземлювача розтіканню електричного струму:

$$R_{oc} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{4h' + l}{4h' - l} \right)$$

де  $h$  – відстань від поверхні ґрунту до заземлювача і становить 0,8 м;

$l$  – довжина стержневого заземлювача 3 м;

$d$  – діаметр стержневого заземлювача 50 мм.

$$R_{oc} = \frac{750}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,05} + \ln \frac{4 \cdot 0,8 + 3}{4 \cdot 0,8 - 3} \right) = 39,8 \cdot (0,18 + 3,43) = 143,8 \text{ Ом}$$

Опір одиночного поперечного заземлювача:

$$R_{ок} = \frac{\rho_r}{2\pi} \ln \frac{2l^2}{bh'}$$

де  $l$  – довжина поперечного заземлювача 2,5 м;

$b$  – ширина полоси заземлювача 30 мм;

$\rho_r$  – розрахунковий опір ґрунту: для поперечних електродів 1000 Ом·м, для стержневих електродів 750 Ом·м.

$$R_{ок} = \frac{1000}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \ln \frac{2 \cdot 2,5^2}{0,03 \cdot 0,8} = 63,7 \cdot 6,25 = 398,1 \text{ Ом}$$

В наслідок взаємовпливу вводимо коефіцієнт використання заземлювачів:

$$\eta = \frac{R_0}{nR_0}$$

де  $R_d$  – допустимий опір заземлення, що становить 4 Ом;

$R_0$  – опір одиночного заземлювача.

З цієї формули методом ітерацій підбирають  $n$ , при якому  $\eta = 1$ :

$n$	$R_n$	$R_c$	$R_0$	$\eta$
1	398,1	143,8	105,6	26,1
5	398,1	143,8	105,6	5,2
10	398,1	143,8	105,6	2,6
15	398,1	143,8	105,6	1,7
20	398,1	143,8	105,6	1,3
25	398,1	143,8	105,6	1,1
26	398,1	143,8	105,6	1,0
27	398,1	143,8	105,6	0,9

Отже приймаємо кількість одиночних заземлюючих електродів рівною

20.

## ОСНОВНІ ВИСНОВКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

У роботі було проаналізовано роботу комутаційного модуля 6 кВт. Було розроблено проект модернізації комутаційних модулів з використанням сучасних вакуумних вимикачів та лічильників для обліку спожитої енергії.

Для зменшення впливу елекромагнітних полів на оператора та підвищення якості комутування було встановлено викатний модуль та розроблено систему керування на базі ПЛК ADAM5510E. Було також досліджено несинусоїдальність електроенергії та її вплив на режими комутації.

Також було розроблено структурну схему системи, алгоритм її роботи та мнемосхему управління.

## БІБЛІОГРАФІЯ

1. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 1. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-8052 від 28.05.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2013. – 256 с.
2. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 2. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-11650 від 16.07.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2014. – 312 с.
3. Микитишин А.Г., Митник, П.Д. Стухляк. Комплексна безпека інформаційних мережевих систем: навчальний посібник – Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2016. – 256 с.
4. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі : навчальний посібник для студентів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017 – 384 с.
5. Автоматизация управления рациональным электропотреблением. - Кустов А.А., 1990 г.
6. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. - Соскин Э.А., Киреева З.А., 1990 г.
7. Системное решение АСКУЭ для промышленного предприятия.- Лифанов Е.И., 1999 г.
8. Испытания масляных выключателей 6-35кВ – В.И Штерн. 1998г.
9. Расчет и проектировании систем электроснабжения объектов и установок - А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. 2006г.
10. Кутуков, С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М.: СИП РИА, 2002 – 324 с.
11. Горелик, Т.Г. Цифровая подстанция. Подходы к реализации / Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, Н.А. Дени // Сборник докладов XXI конференции

«Релейная защита и автоматика энергосистем». – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – С. 10–17.

12. Инновации и развитие. – М.: ОАО «Россети», 2014. – 93 с. 5. Меньшов, Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: Недра, 2000. – 487 с.