

Міністерство освіти і науки України
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ШАПОВАЛ Олексій Андрійович

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ПІДСТАНЦІЄЮ РТП-26047.
/ AUTOMATED CONTROL SYSTEM OF SUBSTATION DTS-26047.

спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

Випускна кваліфікаційна робота
здобувача першого (бакалаврського) рівня освіти

Виконав: студент групи АКІТ-41
О. А. Шаповал

Науковий керівник:
к.е.н., доцент А. М. Шевчук

Випускну кваліфікаційну роботу
допущено до захисту:
" ____ " _____ 2025 р.

Завідувач кафедри СКС
_____ А. І. Сегін

Тернопіль 2025

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "бакалавр"
спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

зав. кафедри СКС

_____ А. І. Сегін
" ____ " _____ 2024р.

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Шаповал Олексій Андрійович

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Автоматизована система управління підстанцією РТП-26047. / Automated control system of substation DTS-26047.

керівник роботи к.е.н., доцент Шевчук А. М.

затверджено наказом по університету від « 28 » листопада 2024 р. № 938

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

30 травня 2025р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

1. Загальна архітектура системи САУ РТП-26047 та її технічні характеристики.

2. Вимоги до системи автоматичного управління розподільчою трансформаторною підстанцією РТП-26047

3. Можливість інтегрування САУ РТП-26047 в більш загальну систему управління.

4. Основні питання, які потрібно розробити

1. Розробити загальну структуру системи автоматичного управління розподільчою трансформаторною підстанцією РТП-26047.

2. Розробити структуру кожного з трьох рівнів системи автоматичного управління розподільчою трансформаторною підстанцією РТП-26047.

3. Розрахунок апаратів захисту і коефіцієнта готовності та надійності апаратури захисту.

4. Розробка функціональної схеми роботи САУ РТП.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

1. Загальна архітектура системи САУ РП-10кВ.
2. Архітектура САУ РТП.
3. Структурна схема САУ РТП – 26047.
4. Архітектура другого рівня САУ РТП – 26047.
5. Архітектура третього рівня САУ РТП – 26047.
6. Функціональна схема САУ РТП – 26047.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Сегін А. І.		
2	Сегін А. І.		
3	Сегін А. І.		

7. Дата видачі завдання 12 грудня 2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	1 Порівняння передових технологій і рішень в управлінні розподільчими трансформаторними підстанціями	01.12.2024р. – 15.01.2025р.	виконано
2	2. Вибір архітектури системи автоматизованого управління РТП-26047	16.02. 2025р.– 15.03.2025р.	виконано
3	3. Розрахунок апаратів захисту і коефіцієнта готовності обладнання	16.03.2025р. – 30.04.2025р.	виконано
4	4. Розробка структурної та функціональної схем САУ РТП – 26047	1.05.2025р. – 15.05.2025	виконано

Студент

(підпис)

Шаповал О. А.

Керівник роботи

(підпис)

к.е.н., доц. Шевчук А. М.

АНОТАЦІЯ

Шаповал О. А. Автоматизована система управління підстанцією РТП-26047. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології, освітньо-професійною програмою – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль. 2025.

У кваліфікаційній роботі здійснено аналіз обладнання і системи автоматизованого управління розподільчою трансформаторною підстанцією в цілому та запропоновано проект її модернізації. Пропонується здійснити заміну апаратури та програмного забезпечення, що підвищить її безвідмовну роботу та захист обладнання від аварійних ситуацій. В роботі детально розроблено загальну структурну схему системи автоматизованого управління розподільчою трансформаторною підстанцією, а також кожного з трьох її складових рівнів. Розраховано необхідні характеристики апаратів захисту та коефіцієнтів готовності обладнання, на основі чого обґрунтовано підбір відповідного обладнання.

ANNOTATION

Shapoval O. A. Automated control system of substation DTS-26047. – Manuscript/

Research for obtaining a bachelor's degree in the specialty 151 - Automation and computer-integrated technologies, educational and professional program - Automation and computer-integrated technologies. – Western Ukrainian National University, Ternopil. 2025.

The qualification work analyzes the equipment and automated control system of the distribution transformer substation as a whole and proposes a project for its modernization. It is proposed to replace the equipment and software, which will increase its trouble-free operation and protect the equipment from emergencies. The work develops in detail the general structural diagram of the automated control system of the distribution transformer substation, as well as each of its three component levels. The necessary characteristics of the protection devices and equipment availability factors are calculated, on the basis of which the selection of the appropriate equipment is justified.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ПОРІВНЯННЯ ПЕРЕДОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ І РІШЕНЬ В УПРАВЛІННІ РОЗПОДІЛЬЧИМИ ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ.....	10
1.1 Аналіз системи керування розподільчою підстанцією РТП- 10кВ	10
1.2 Порівняння передових систем автоматизованого управління РТП.....	13
2 ВИБІР АРХІТЕКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РТП-26047.....	17
2.1 Мета та завдання створення САУ РТП-26047.....	17
2.2 Архітектура першого – низового рівня САУ РТП.....	21
2.3 Архітектура другого рівня САУ РТП.....	23
2.4 Архітектура третього рівня САУ РТП.....	28
3 РОЗРАХУНОК АПАРАТІВ ЗАХИСТУ І КОЕФІЦІЄНТА ГОТОВНОСТІ ОБЛАДНАННЯ.....	33
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання для РТП – 26047.....	33
3.2 Розрахунок надійності встановлених апаратів захисту САУ РТП.....	37
3.3 Розрахунок коефіцієнта готовності системи САУ РТП	44

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Шаповал О.А.			Автоматизована система управління підстанцією РТП-26047		
Перевір.		Шевчук А. М.					
Консульт.		Сегін А. І.					
Н. Контр.		Заставний О.М.					
Затверд.		Сегін А.І.					
					Лім.	Арк.	Акрушіє
						5	63
					ЗУНУ.ФКІТ.АКІТ-41		

4 РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМ САУ	
РТП – 26047.....	52
4.1 Структурна схема САУ РТП – 26047 з пристроями захисту, вимірювання та керування обладнанням.....	52
4.2 Апарати контролю ізоляції та вимірювання якості електроенергії.....	55
4.3 Функціональна схема САУ РТП – 26047.....	56
ВИСНОВКИ.....	59
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах електроенергетична система є основою функціонування усіх галузей економіки, соціальної інфраструктури та побуту населення. Забезпечення стабільного, безперебійного і якісного електропостачання є пріоритетним завданням для підприємств енергетики. Зі зростанням навантажень на електромережі, ускладненням конфігурацій енергосистем та впровадженням відновлюваних джерел енергії виникає потреба у гнучкому, надійному та ефективному управлінні розподільчими електричними мережами, зокрема трансформаторними підстанціями.

Трансформаторні підстанції розподільчого рівня є критичними вузлами, через які електроенергія надходить до кінцевих споживачів. Вони повинні забезпечувати стабільну напругу, надійний облік електроенергії, захист від аварійних ситуацій та адаптивне реагування на зміну параметрів мережі. Традиційні методи керування вже не відповідають сучасним вимогам ефективності, оперативності та безпеки. У зв'язку з цим автоматизація підстанцій стала необхідністю для забезпечення стабільної роботи системи розподілу електроенергії.

Автоматизовані системи керування трансформаторними підстанціями дозволяють реалізовувати моніторинг, діагностику, регулювання та дистанційне управління всіма ключовими елементами енергетичної інфраструктури. Завдяки їм можливо не лише знизити втрати електроенергії та підвищити якість електропостачання, але й забезпечити швидке реагування на нештатні ситуації, попередити аварії та оптимізувати витрати на обслуговування. Саме тому питання розробки, дослідження та впровадження автоматизованих систем на розподільчих трансформаторних підстанціях є надзвичайно актуальним.

Мета кваліфікаційної роботи. Метою кваліфікаційної роботи є розробка та дослідження автоматизованої системи керування розподільчою трансформаторною підстанцією з урахуванням сучасних вимог до надійності,

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

енергоефективності, безпеки та гнучкості електропостачання.

У рамках поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Розробити структурну схему системи автоматизованого управління підстанції;
2. Розрахувати параметри апаратів захисту та коефіцієнта готовності системи САУ РП-26047;
3. Здійснити вибір обладнання для організації автоматизації підстанції;
4. Розробити структурну схему системи автоматизованого управління РТП-26047;
5. Розробити функціональну схему системи автоматизованого управління РТП-26047.

Об'єкт дослідження – процеси функціонування розподільчої трансформаторної підстанції у складі електричної мережі напругою 10 кВ.

Предметом дослідження є структура, функціональні можливості та алгоритми роботи автоматизованої системи керування трансформаторною підстанцією.

Методи дослідження. У ході роботи використовуються методи системного аналізу, моделювання електротехнічних процесів, розрахункові методи для оцінки параметрів підстанції, а також методи проектування автоматизованих систем з використанням сучасного програмного забезпечення та мікропроцесорної техніки.

Практичне значення одержаних результатів полягає в можливості впровадження розробленої автоматизованої системи на діючих енергетичних об'єктах для підвищення рівня автоматизації, надійності електропостачання, зменшення часу на реагування при аваріях, а також для зниження експлуатаційних витрат і втрат електроенергії. Реалізація результатів дозволяє забезпечити інтеграцію підстанції в інтелектуальну мережу (Smart Grid) та реалізувати концепцію цифрової підстанції.

Апробація результатів роботи

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Шаповал О.. Автоматизована система управління розподільною трансформаторною підстанцією. //Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ–2025) Тернопіль, 2025. С 47–50.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ПОРІВНЯННЯ ПЕРЕДОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ І РІШЕНЬ В УПРАВЛІННІ РОЗПОДІЛЬЧИМИ ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ

1.1 Аналіз системи керування розподільчою підстанцією РТП-10кВ

Нові досягнення в мікропроцесорній техніці та телекомунікаційних системах відкривають широкі можливості вдосконалення систем автоматизованого управління (САУ) розподільчими трансформаторними станціями (РТП), що збільшує їх рентабельність та полегшують контроль за роботою обладнання підстанції.

У процесі розробки чи вдосконалення САУ РТП необхідно враховувати багато факторів:

- можливість аварійного відновлення, події спричинення ризику аварій та способи їх мінімізації;
- своєчасне регулювання, безперервне спостереження за роботою обладнання та здійснення оновлень програмного забезпечення;
- здатність прогнозування збоїв, складення переліку можливих дій на основі прогнозу з використанням аналізу отриманих даних;
- здійснення детального аналізу ефективності прийнятих рішень, віддалений моніторинг у режимі реального часу САУ;
- завчасне виявлення ключових ризиків, які впливають ефективність роботи обладнання;
- оцінка фінансової ефективності та корисного використання обладнання.

При розробці проекту основна увага приділяється наступним критеріям.

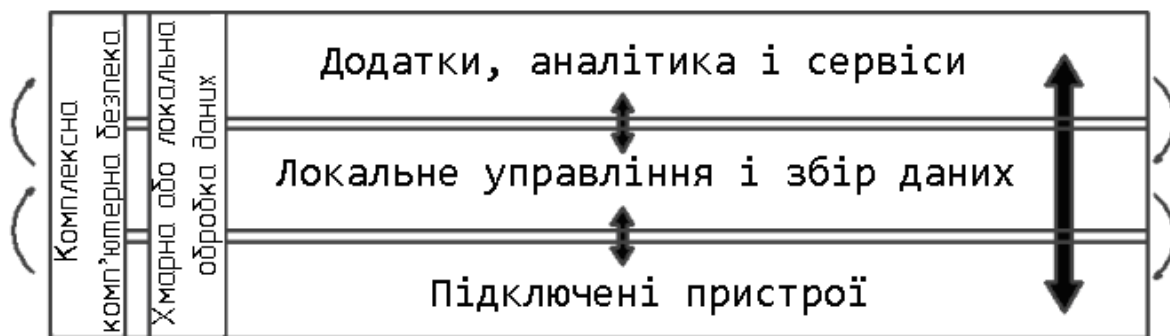
1. Простота зв'язку – єдина точка диспетчерський пульт, що обслуговується сертифікованими фахівцями.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2. Контроль з будь-якої точки – доступність інформації про енергоспоживання та засоби її візуалізації;

3. Простота монтажу та моніторинг характеристик всього електрообладнання.

На рисунку 1.1 наведено приклад архітектури системи САУ РТП-10кВ [14].



Рис

Рисунок 1.1 – Архітектура системи САУ РП-10кВ

Перший рівень складають пристрої, оснащені відкритими протоколами та інтерфейсами передачі даних, що дозволяють передавати вимірювання, облік енергоресурсів, аварійно-попереджувальну сигналізацію, інформацію про поточний стан електроустаткування та інші дані.

Другий рівень – це засоби, що забезпечують інфраструктуру зв'язку, попередню обробку та візуалізацію даних, промислові логічні контролери з вбудованими веб-серверами, SCADA-системи для диспетчеризації та побудови систем автоматизації технологічних процесів і оперативного управління.

Третій рівень – верхній, адміністративний, складають програмні додатки, аналітика та сервіси, обладнання для обробки та аналізу великої кількості даних, отриманих з нижніх двох рівнів, програмні продукти та хмарні сервіси, що допомагають приймати оперативні та управлінські рішення, спрямовані на зменшення операційних витрат, підвищення енергоефективності та надійності, збільшення терміну служби обладнання.

В даний час в умовах конкуренції різні розробники САУ РТП часто використовують рекламу своєї продукції, що ще розробляється. Щоб вижити на сучасному ринку, вони продають обладнання, не доопрацьоване або ще не запущене у серійне виробництво, тому що їм доводиться вдосконалювати свої розробки, запозичуючи одне в одного нові технологічні рішення. Придбання такої проміжної розробки загрожує тим, що вона може швидко знятися з виробництва, і надалі можливі труднощі з її ремонтом, заміною деяких блоків або деталей, тому що у зв'язку з розвитком виробництва відбувається зміна конструктивних елементів та комплектуючих.

Основні критерії при виборі САУ РТП-10 кВ:

- вузол підключення струмопровідних частин має бути оснащений тепловізором для контролю перегріву контактних з'єднань шин, кабельних коробок, сполучних і кінцевих муфт в наслідок коротких замикань і струмових витоків, перевантажень, неправильного монтажу та обслуговування, старіння вузлів і деталей;

- можливість візуального контролю на об'єкті, оскільки висока вологість та утворення конденсату, зміна робочого діапазону температури, забруднення, затоплення, хімічна дія та інші впливи навколишнього середовища можуть призводити до аварійного відключення електрообладнання підстанції.

- контроль фірми виробника на різних етапах проектування, монтажу та експлуатації, для запобігання помилки при виборі обладнання та проектування електроустановок, неправильно або неякісно зробленого монтажу, для недопущення помилки при проведенні оперативних перемикачів, під час яких може статися відмова обладнання;

- випробування устаткування РТП, оскільки знос контактів приводу тягне за собою відключення комутаційних апаратів;

- стійкий корпус, клапанний захист від дугового замикання, захист від попадання сторонніх предметів для запобігання старіння та поверхневого

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

пробою ізоляції;

– наявність системи програмування контролерів, яка дозволить налагоджувати систему навіть не маючи реального пристрою.

Докладніше розглянемо САУ, які в даний час виробляються серійно і вже перебувають в експлуатації у багатьох країнах світу.

1.2 Порівняння передових систем автоматизованого управління РТП

В роботі проводився порівняльний аналіз пристроїв автоматизації провідних фірм світу, до яких відносяться цифрова підстанція MEK 61850 швейцарської фірми ABB Micro SCADA Pro, модульна платформа SIPROTEC 5 німецької фірми SIEMENS, Condition Based Monitoring (CBM) передиктивного моніторингу французької фірми Schneider Electric та цифрова підстанція САУ ТП виробничого об'єднання АТ «ПО Елтехніка».

Schneider Electric – французька енергомашинобудівна компанія, виробник обладнання для енергетичних під комплексів промислових підприємств, об'єктів цивільного та житлового будівництва, центрів обробки даних. Продукт, який пропонує Schneider Electric, це Condition Based Monitoring (CBM).

Condition Based Monitoring (CBM) складається з:

– модулів Smart SM6 – розподільний пристрій, розрахований на номінальну напругу 6-20 кВ і струм до 1250 А, з повітряною ізоляцією, з вакуумними або елегазовими комутаційними апаратами. Комірки SM6 використовуються на стороні середньої напруги в трансформаторних підстанціях або в розподільчих пунктах;

– багатофункціонального контролера підстанції SMD - центральний пристрій збору, первинної обробки та аналізу, візуалізації та передачі даних;

– комплекту повністю інтегрованих бездротових датчиків для

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

безперервного моніторингу температури, вологості, а також напруги та струму.

ABB (Asea Brown Boveri) – це швейцарсько-шведська корпорація, що працює у різних галузях промисловості, таких як електротехніка, енергетичне машинобудування та інформаційні технології. Для енергооб'єктів фірма виробляє обладнання, системи захисту та автоматизації енергооб'єктів, рішення щодо інтеграції та автоматизації електромереж, сервісне обслуговування всіх процесів генерації, передачі та розподілу електроенергії [14].

Цифрова підстанція фірми ABB складається з трьох рівнів:

- верхній рівень – на базі контролера MicroSCADA Pro/RTU500 із шиною станції на базі програмних інструментів MEK61850;
- рівень комунікації – термінали РЗА та управління, розподілений захист шин та цифровий РП CH UniGear Digital;
- рівень процесу - інтелектуальний розподільчий пункт (РП) з інтерфейсом MEK61850, PASS M0 з цифровим приводом MD 1.4, інтеграція FOCS до складу PASS M0, пристрої сполучення з шиною процесу, модульна система ПАС/ПДС SAM600.

Цифрова підстанція та MEK 61850 – передає цифрові сигнали на рівні станції, і на рівні процесу, вся інформація доступна в мережі передачі даних: аналогові вимірювання, стан РП, дані моніторингу, команди захисту та управління передаються по волоконно-оптичних лініях зв'язку, одноразове введення інформації, передача та тиражування у цифровому вигляді.

Siemens AG – німецька корпорація, що працює в галузі електротехніки, електроніки, енергетичного обладнання, транспорту, медичного обладнання та світлотехніки, а також спеціалізованих послуг у різних галузях промисловості, транспорту та зв'язку.

Модульна платформа SIPROTEC 5 - це цифровий пристрій релейного захисту, включає апаратну та програмну частину з модульною архітектурою,

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

а також потужний інженерний інструмент DIGSI 5, призначена для вимірювань параметрів електричних величин, електричної потужності та енергії в однофазних двопровідних, трифазних трьох- та чотирипровідних електричних мережах.

АТ «ПО Елтехніка» виробляє високоякісне електротехнічне обладнання на 10, 20, 35 кВ,

Автоматизована система управління технологічними процесами розподілу електричної енергії САУ ТП виконує функції автоматизованого дистанційного контролю та управління комутаційними апаратами, цифровими захистами та іншими інтелектуальними пристроями.

Система САУ ТП має дворівневу ієрархічну структуру побудови:

- нижній технологічний рівень, система телемеханіки "Елтехніка-КП";
- верхній операторський рівень, система диспетчеризації «Елтехніка-ПУ».

У системі телемеханіки «Елтехніка-КП» кожен інтелектуальний пристрій з'єднаний своїм власним цифровим каналом зв'язку з центральним вузлом обробки - підстанційним контролером (КП), який разом із каналоутворювальною апаратурою розміщений в окремій шафі системи телемеханіки САУ. Інтелектуальний пристрій містить власний мікропроцесор і здатний самостійно виконувати покладені на нього функції збору, первинної обробки та управління незалежно від стану всієї системи.

Для організації цифрових каналів зв'язку на рівні підстанції використовується промисловий Ethernet або промисловий інтерфейс RS-485.

Порівняння функцій систем ускладнюється у зв'язку з великою кількістю можливих варіантів використання показників у терміналах. Тому другорядні характеристики та параметри налаштування слід дивитися у заводській (фірмовій) документації на вироби. Оцінку систем (таблиця 1.1) будемо проводити за технічними та функціональними ознаками, за критеріями десятибальної системи (1 – дуже погано, 10 – відмінно).

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.1 – Порівняння характеристик САУ РТП

Критерії	ABB ЦП	Siemens SIPROTEC 5	Schneider Electric CBM	Елтех- ніка САУ ТП
Негайна реакція на критично важливі збої	6,5	7,5	7,5	6,5
Збір даних, інтеграція з базою даних	8	7,5	7,5	7
Увімкнення автоматичних повідомлень про обслуговування від розподільного пристрою	8	8	8	7
Виставлення рахунків за комунальні послуги	10	8	10	7,5
Системи програмування контролерів	8,5	8	8	8
Продуктивність у реальному режимі часу САУ	7,5	7,5	8	7,5
Реєстрація аварійних параметрів	7,5	8	8,5	8
Контроль ланцюгів струму і напруги	9	9	9	9
Контроль кількості комутацій вимкнучателя	6,5	4	5,5	4,5
Простота освоєння	6,5	7,5	7	7
Генерація звітів	7,5	7	7,5	7
Простота та прозорість налаштування	7	8,5	8	7,5
Документація	6	8	8,5	8
Технічна підтримка	6	8	8	9
ВСЬОГО	104,5	106,5	107	103,5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ

Арк.

16

2 ВИБІР АРХІТЕКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РТП-26047

2.1 Загальна архітектура системи автоматизованого управління РТП-26047

Для створення архітектури системи автоматизованого управління необхідно проаналізувати існуюче обладнання та його розташування на РТП-26047. На рисунку 2.1 зображено розташування електрообладнання, що знаходиться на РТП-26047.

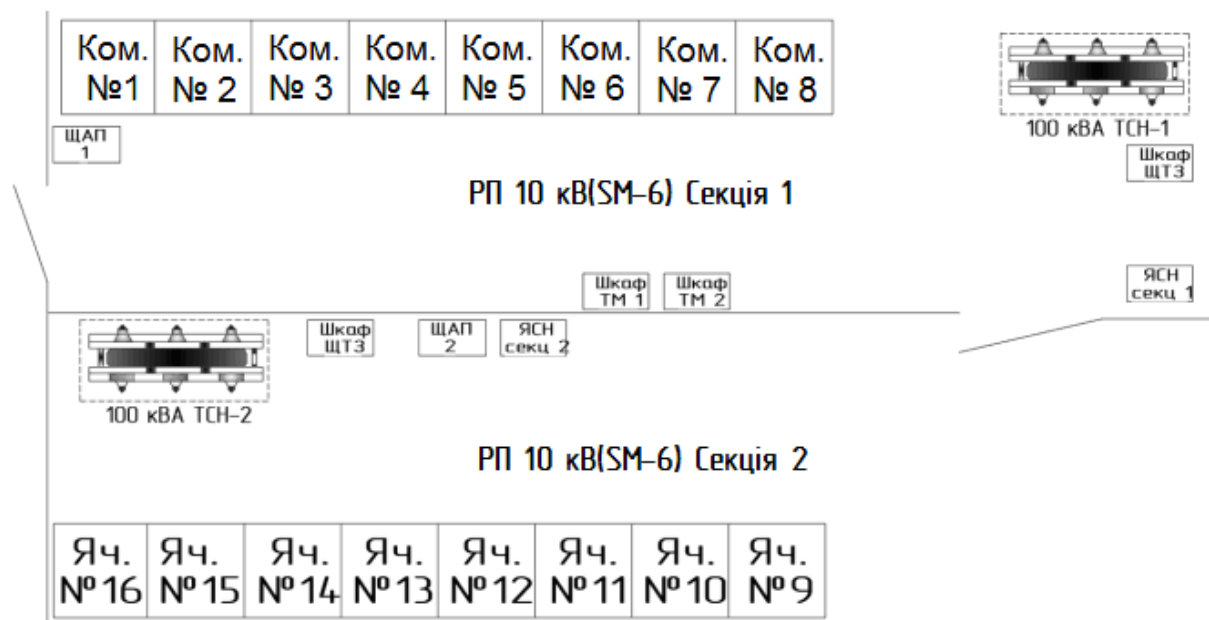


Рисунок 2.1 – Схема розташування обладнання РТП – 26047

Розподільна трансформаторна підстанція 10кВ РТП–26047 розташована у місті Тернополі. Для неї споживачами є дві трансформаторні підстанції ТП 14323А та ТП 27662А, по 0,4кВ .

РТП–26047 складається з двох розподільчих пристроїв (РП) 10 кВ укомплектованих шафами SM виробництва Schneider Electric, 1 секція 10кВ отримує живлення від районної ТЕЦ 12 по двох кабельних лініях, 2 секція

10кВ живиться двома кабельними лініями, з'єднані між собою секційною перемичкою. Кожен РП має свій трансформатор власних потреб ТСН-1, ТСН-2. Для забезпечення живлення для власних потреб використовуються ящики власних потреб (ЯВП) першої та другої секції.

В РТП передбачено три типи захисту:

- тепловий, який забезпечується тепловими щитками ЩТЗ-2;
- релейного захисту, що реалізується пристроями ЩПЗ-3 та SEPAM-1000+T20;
- двосторонній захист АВР на СМВ.

Основною метою створення системи САУ для РТП–26047 є можливість запобігання аварійним ситуаціям за рахунок моніторингу її роботи в режимі реального часу, тобто відслідковування динамічної зміни основних технологічних та вторинних параметрів енергетичного обладнання підстанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- збір даних технологічних параметрів та їх інтеграція з базою даних;
- збір даних про техобслуговування за минулі періоди;
- причинно-наслідковий аналіз збоїв та ремонтів;
- відображення попереджень та рекомендацій, підтримка прийняття рішень автоматизованою системою;
- прогнозування збоїв із використанням отриманих даних;
- на основі прогнозів складання переліку можливих дій;
- детальний аналіз ефективності прийнятих рішень, моніторинг в режимі реального часу САУ, включаючи віддалений моніторинг;
- завчасне виявлення ключових ризиків, які впливають ефективність роботи обладнання;
- оцінка фінансової ефективності активів та строків корисного використання активів.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

При впровадженні та експлуатації системи САУ РТП можна досягнути

- своєчасне технічне обслуговування для зниження ризику виникнення серйозних несправностей, що приведе до зниження витрат на обслуговування та ремонт обладнання;

- підвищення виробничої ефективності, зниження операційних витрат завдяки оптимізації планів техобслуговування, і навіть зниження часу САУ простою і непередбачених витрат;

- зростання надійної роботи електроустаткування;

- довгострокового планування інвестицій, використовуючи отримані дані про стан обладнання.

На основі аналізу існуючих систем обрана САУ РТП фірми Schneider Electric. Системна архітектура САУ РТП фірми Schneider Electric поєднує найважливіші функції управління: управління електроенергією, технологічними процесами та обладнанням, ІТ-середовищем, інфраструктурою будівель та системами забезпечення безпеки. Обрана САУ РТП поєднує ізольовані системи в одне інтегроване рішення, завдяки чому відбувається підвищення ефективності, з'являються додаткові можливості та знижуються витрати.

Єдиний пакет програмного забезпечення (ПЗ) забезпечує візуалізацію енергетичних даних, одержуваних від різних компонентів, їх обробку та управління. Ці рішення базуються на трьох основних засадах.

- Простота зв'язку між системами, що гарантує їх сумісність. Єдина точка контакту, що обслуговується сертифікованими фахівцями, виключає непотрібні складнощі роботи над проектом.

- Доступність інформації про енергоспоживання та засоби її візуалізації у поєднанні з інтуїтивно зрозумілим веб-інтерфейсом дозволяють здійснювати контроль з будь-якої точки.

- Ефективність об'єкта управління спирається на модульність рішень, простоту монтажу та моніторинг характеристик усіх об'єктів та компонентів

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

системи. В результаті досягається економія до 30% капітальних та експлуатаційних витрат.

Архітектура спроектованої САУ РТП представлена рисунку 2.2, яка складається з трьох рівнів [14].

Додатки, аналітика і сервіси	Комплексна комп'ютерна безпека	Хмарна або локальна обробка даних	Аналітична система управління електричними мережами ADMS	Гео-інформаційна система ArcFM	Система інженерних інструментів SET	Управління мережами Prosumer DSO	Управління станом обладнання PRISM APaaS
Додатки, аналітика і сервіси			Контролери автоматизації Easergy T300&gateways		Система автоматизації підстанціями РТП PACIS		Система обліку енергоресурсів TITANIUM
Додатки, аналітика і сервіси			Безпроводні датчики Easergy TH 110	Вимірювачі параметрів PowerLogic	РЗиА Easergy MCOM	КСО 10кВ SM 6	Трансформатори Накопичувачі електроенергії ESBox

Рисунок 2.2 – Архітектура САУ РТП

Архітектура САУ РТП для мереж електропостачання має розподілені функції по рівнях.

Перший рівень – давачі та виконавчі механізми (Connected Products), які оснащені відкритими протоколами та інтерфейсами передачі даних, що дозволяють передати вимірювання, облік енергоресурсів, аварійно-попереджувальну сигналізацію, інформацію про поточний стан та інші дані найзручнішим способом.

Другий рівень забезпечує концентрацію даних та їх попередню обробку і візуалізацію (Edge control інфраструктура зв'язку,), а також

інфраструктуру зв'язку. Технічно реалізується на базі промислових логічних контролерів, вбудованих веб-серверів, SCADA-систем для диспетчеризації, На цьому рівні здійснюється автоматизація технологічних процесів та оперативного управління.

Третій рівень реалізується на основі програмних додатків, які здійснюють аналітику та надають сервіси (Applications, analytics, services) для обробки та аналізу великої кількості даних, отриманих з нижніх двох рівнів. Ці програмні продукти та хмарні послуги допомагають приймати оперативні та управлінські рішення, спрямовані на зменшення операційних витрат, підвищення енергоефективності та надійності, збільшення терміну служби основних виробничих фондів.

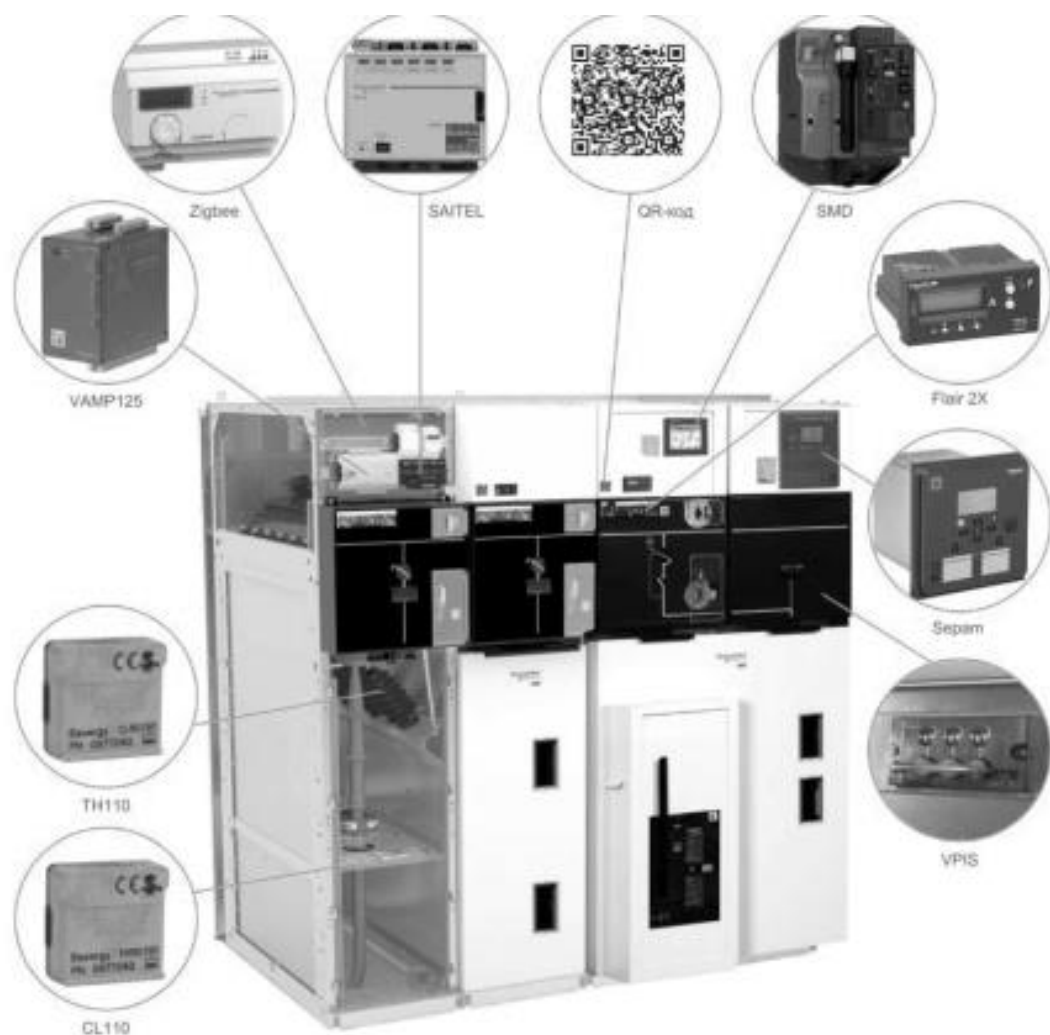
2.2 Архітектура першого – низового рівня САУ РТП

Обладнання першого рівня розташовується в РП, у безпосередній близькості від комутаційних апаратів. РТП – 26047 укомплектована шафами SM6 виробництва Schneider Electric (рисунок 2.3) [14].

В кожній шафі SM6 розміщено розподільний пристрій, розрахований на номінальну напругу 6–20 кВ і струм до 1250 А, з повітряною ізоляцією та елегазовими комутаційними апаратами.

SM6 у розподільчому пункті встановлено на напругу 10кВ. Розподільчі пристрої серії SM6 з цифровими функціями додатково включають комплект повністю інтегрованих бездротових датчиків для безперервного моніторингу температури, вологості, а також напруги і струму, які передають значення цих параметрів безпосередньо на пристрій збору даних SMD по бездротовим протоколам зв'язку.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



TH110 – бездротовий датчик температури; CL110 – бездротовий датчик параметрів довкілля; Zigbee–концентратор – пристрій збирання інформації з датчиків; Flair 2X – показник проходження струму короткого замикання;

VPIS – індикатор наявності напруги первинних кіл; VAMP 125 – захист від дугових замикань; Saitel – контролер приєднання RTU; Sepam P3 – пристрій релейного захисту із функціями передачі; Substation monitoring device (SMD) – пристрій збору даних.

Рисунок 2.3 – Шафа Smart SM6 та встановленого в ній обладнання

У шафах SM6 також встановлені вимірювальні пристрої, інфраструктура обробки, візуалізації та передачі даних:

– бездротові датчики температури TH110 встановлюються на шини поряд з приєднанням високовольтних кабельних ліній 10кВ, на кожній

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

комірці встановлюється комплект датчиків у кількості трьох штук, вони не вимагають використання джерела живлення та передають дані бездротовим способом за протоколом Zigbee;

– бездротові датчики контролю навколишнього середовища CL110 встановлюються в кабельні відсіки кожного осередку, основні вимірювання – температура навколишнього середовища та вологість, на підставі яких контролер обчислює точку роси, CL110 забезпечені індивідуальним джерелом живлення, передача даних здійснюється бездротовим способом протоколу Zigbee;

– Zigbee – концентратор, збирає інформацію з датчиків CL110 та TH110, на виході Zigbee має фізичний інтерфейс RS485 з можливістю передачі даних за протоколом Modbus RTU, що встановлюється в низьковольтний відсік осередку КРП;

– пристрій збору даних SMD з допомогою вбудованого web-сервера дозволяє виявити відхилення від уставок під час роботи устаткування умовах змінної навантаження, тобто. обчислити фактичний ресурс силового вимикача, інтеграція системи керування підстанцією в SCADA-системи дозволяє зробити керування та моніторинг розподільчого пристрою більш простим та безпечним;

– як джерела первинної інформації використовуються трансформатори напруги, індикатори VPIS, трансформатори струму, пристрої релейного захисту Seram, інформація про протікання струму КЗ виходить від індикатора Flair 2X;

– за допомогою контролера приєднання RTU Saitel організуються збір та передача даних про вимірювання, стан всіх комплектуючих розподільного пристрою SM6, а також дистанційне керування силовими комутаційними апаратами.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В якості системи дугового захисту застосовуються індивідуальні блоки VAMP 125, які встановлюються в кожную комірку і підтримують селективний принцип роботи.

На даному рівні центральним пристроєм збору, первинної обробки, аналізу, візуалізації та передачі даних служить багатофункціональний контролер підстанції.

Контролер SMD здійснює локальну візуалізацію, моніторинг та керування за допомогою встановлення додаткової НМІ-панелі або дистанційно за допомогою мобільних пристроїв. SMD передає інформацію на вищі рівні системи автоматизованого управління.

2.3 Архітектура другого рівня САУ РТП

На другому рівні використовуються промислові логічні контролери з вбудованими веб-серверами, SCADA-системи для диспетчеризації, побудови систем автоматизації технологічних процесів та оперативного керування.

Другий рівень складається з Easergy T300 інфраструктури, енергетичної системи SCADA PACIS-EMCS, системи обліку енергоресурсів TITANIUM.

На рисунку 2.4 представлено архітектуру другого рівня САУ РТП [15].

З підстанції (трансформаторів, розподільчих пристроїв, автоматичних вимикачів ПН та інших пристроїв) збираються і аналізуються наступні дані:

- значення активної та реактивної потужності (Seram, Saitel);
- значення струмів у фазах та трифазної напруги (TH/LPVT, TT);
- кількість включень/відключень комутаційного пристрою, кількість спрацьовувань РЗ, кількість вкатів/викатів (Seram, SMD);
- фіксація часу операції: відключення, заряджання і т.д. (Seram, SMD);

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- значення струму відключення, фіксація дугового замикання (Seram, VAMP);
- термічний стан пристроїв та контактів;
- температура критичних точок, з'єднань шина/шина, шина/кабель, мастила (TH110, Zigbee, SMD);
- значення температури та відносної вологості навколишнього повітря (CL110, Zigbee, SMD);
- інші контрольовані параметри оперативного стану (Saitel).

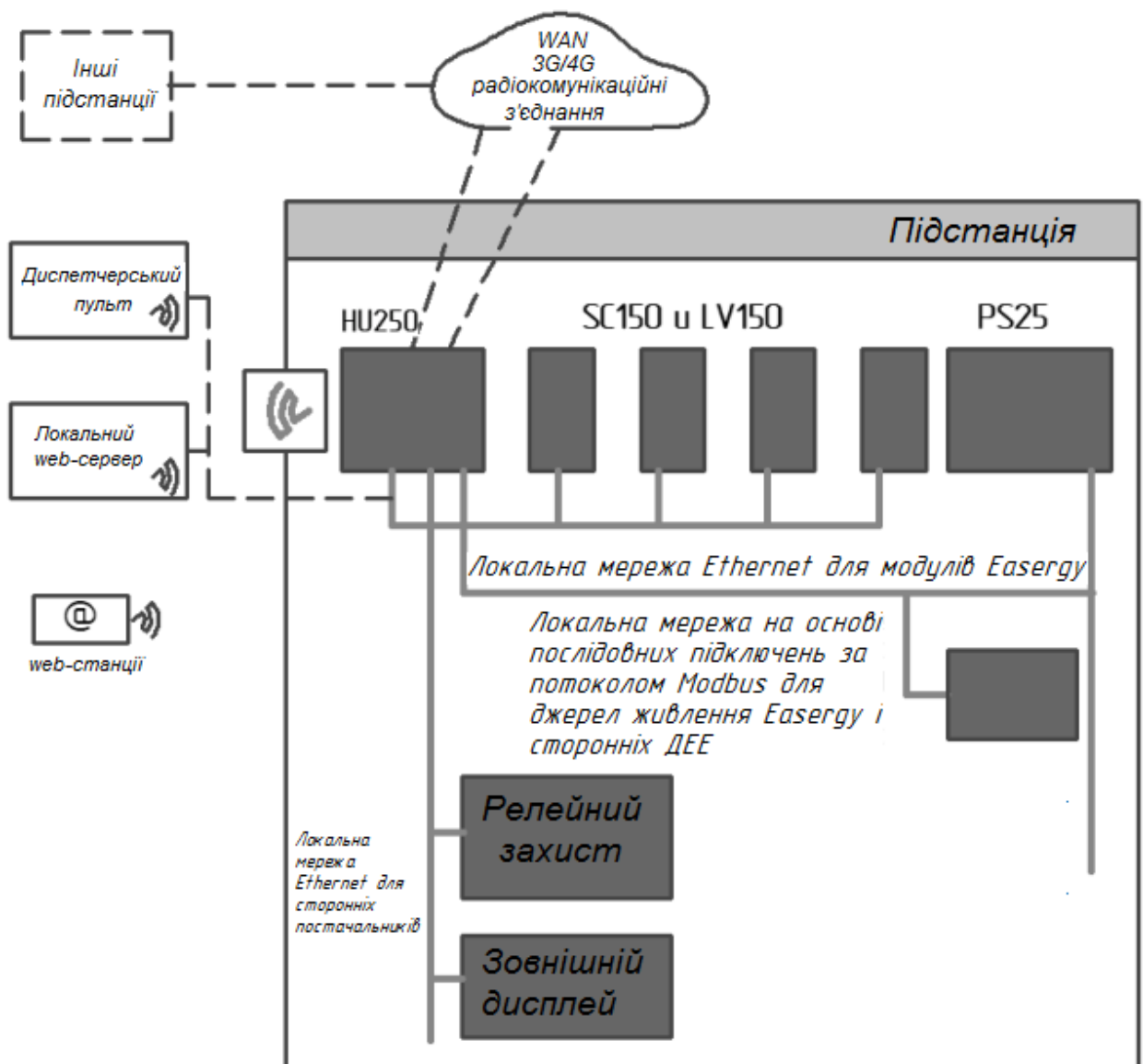


Рисунок 2.4 – Архітектура другого рівня САУ РТП – 26047

Easergy T300 – це модульна платформа, яка є комплексом апаратної частини, вбудованого ПЗ та додатків для управління розподільчими мережами СН та ПН загального користування.

Основні функції Easergy T300 полягають в:

- управлінні мережами СН;
- автоматизації мереж СН;
- виявленні струмів КЗ в мережах СН;
- виявленні пошкоджених провідників СН і ПН;
- моніторингу мереж ПН;
- підтримці регулювання в Volt/Var.

Головний модуль Easergy HU250 є комунікаційним шлюзом, який забезпечує гнучкий обмін даними з центром управління та іншими клієнтськими додатками. Він працює на стандартному та захищеному протоколі Modbus з'єднання «точка-точка» із додатком саморегулювання, має вбудований ПЛК ІЕС 601131-3 для проектування схем автоматизації.

Easergy SC150 – модуль управління вимикачем, який здійснює управління та моніторинг всіх типів комутаційного обладнання, реалізує алгоритми індикації проходження струмів КЗ (FPI), виявлення струмів КЗ між фазами та між фазою та нейтраллю, виявлення пошкоджених проводів (втрата однієї фази), вимірювання струму та напруги, контролює якість електроенергії згідно з ІЕС 61000-4-30, клас S, автоматизація певних додатків: секційний вимикач, напруга, час.

Easergy LV150 – підсистема моніторингу трансформаторів та мереж низької напруги, яка здійснює вимірювання та моніторинг температури трансформаторів, вимірювання струму, напруги та потужності згідно ІЕС 61557-12, виявлення пошкоджених проводів (втрата однієї фази СН або ПН), перевірку якості електроенергії згідно з ІЕС 61000-4-30, клас S.

Easergy PS25 – резервне джерело живлення, що забезпечує живлення протягом тривалих відключень електромережі для роботи виконавчих

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

механізмів електродвигунів комутаційного обладнання середньої напруги та котушок автоматів захисту передавального обладнання, електронні модулі T300. Easergy PS25 розрахований на підтримання живлення під час тривалих перерви у подачі штатного електроживлення та підтримання працездатності всіх функцій управління та моніторингу підстанції СН протягом цього періоду.

SOE – підсистема реєстрації послідовності подій, яка фіксує всі зміни даних у файлах журналів. Кожен блок Easergy T300 має власне керування SOE. Режим запису кожної змінної можна настроїти на HU250 за допомогою Easergy Builder.

Усі модулі Easergy T300 встановлюються в шафу контролера на DIN-рейці.

Пристрій захисту SCADA-системи PACIS-EMCS забезпечує захист, контроль, місцеве та дистанційне керування електроустановкою високої та середньої напруги.

Функції пристрою:

- контроль та управління мережею;
- автоматична зміна конфігурації мережі;
- управління навантаженнями (розвантаження);
- управління та відстеження споживання електроенергії;
- управління якістю електроенергії;
- імітація.

Забезпечення зі'язку з вимикачами СН здійснюється з використанням декількох інтелектуальних комунікаційних плат. Кожна плата включає чотири канали зв'язку по шині Modbus. Цифрові пристрої захисту Seram, що встановлюються в осередках СН, безпосередньо підключаються до робочого місця диспетчера без проміжного концентратора. Seram може записувати до 12 аналогових входів (струми, напруги тощо) та 16 дискретних входів.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Дискретизація здійснюється на частоті 600 Гц або в 12 точках за період 20 місяців.

Модулі Діжипакт і МастерТпакт дозволяють здійснювати контроль і місцеве та дистанційне керування електрообладнанням низької напруги.

Підсистема включає наступні модулі::

– SC150 – дистанційне керування та сигналізація про вимикачі, оснащені електронним блоком відключення. Вона дозволяє отримувати інформацію про положення вимикача, про замикання та уставки;

– UA150 – АВР у місцевому або дистанційному режимі, дозволяє отримувати інформацію про вимикачі в режимі «Нормальний» або «Заміна» та забезпечує АВР низької напруги;

– PM150 – вимірювання в місцевому або дистанційному режимі, що дозволяє отримувати значення струмів, напруг, частоти та потужностей;

– АТВ – дистанційне керування та сигналізація вимикачів, дозволяє отримати інформацію про положення та видавати команди на відключення та включення.

Зв'язок із комірками СН та щитами ПН з використанням інтелектуальних комунікаційних плат (шлюзи Ethernet), по чотирижильному кабелю RS485, використовуваний протокол SY/MAX/PNIM.

Запис енергоспоживання здійснюється електронним лічильником постачальника електроенергії або вимірювальним блоком Power Meter.

Аналіз енергоспоживання системи TITANIUM реєструє всі точки енергоспоживання кожні 10 хвилин. Система здійснює синтез цих значень, середню та максимальну потужність за поточний та попередній місяць, що дозволить скоротити, на першому етапі, порогові значення потужності за договором із постачальником електроенергії без ризику їх перевищення.

Всі параметри вимірювання записуються у файлі даних. Поточний облік енергоспоживання здійснюється з урахуванням періодів багатотарифності, встановлених постачальником електроенергії.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Значення показників лічильників зчитується автоматично або за вимогою оператора. Звіти споживання формуються в табличному вигляді і містяться наступні дані відповідної точки обліку: загальна кількість спожитої електроенергії, значення спожитої електроенергії з початку періоду проміжного обліку, кількість електроенергії спожитої за кожний тарифний період. Остаточні результати зберігаються на жорсткому диску наприкінці періоду.

Таким чином, система TITANIUM забезпечує аналіз спожитої потужності в будь-якій точці мережі таким чином, щоб виявляти будь-яке погіршення сигналу, яке може негативно вплинути на експлуатацію електроустановки.

2.4 Архітектура третього рівня САУ РТП

Третій рівень формує система ADMS, яка складається з:

- підсистеми керування розподільчою мережею (DMS);
- підсистеми диспетчерського управління та збору даних (SCADA);
- підсистеми керування аварійними відключеннями (OMS);
- геоінформаційної підсистеми (GIS).

Всі підсистеми реалізовані на базі єдиної надійної платформи з єдиним інтерфейсом користувача.

Основні функціональні завдання третього рівня системи управління РТП:

- управління роботою мережі;
- оптимізація роботи мережі;
- аналіз роботи мережі;
- планування розвитку мережі.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

З одного боку, підсистеми САУ обробляють експлуатаційні дані в режимі реального часу САУ, що передаються високошвидкісними каналами з різних SCADA систем, систем телеметрії, систем автоматизації РТП. З іншого боку, певні підсистеми працюють з даними, які передані за низькими швидкостями, такими як географічна інформаційна підсистема (GIS), підсистема інформації про користувачів (CIS), планування ресурсів об'єкта (ERP).

На рисунку 2.5 представлено архітектуру третього рівня системи САУ РТП [15].

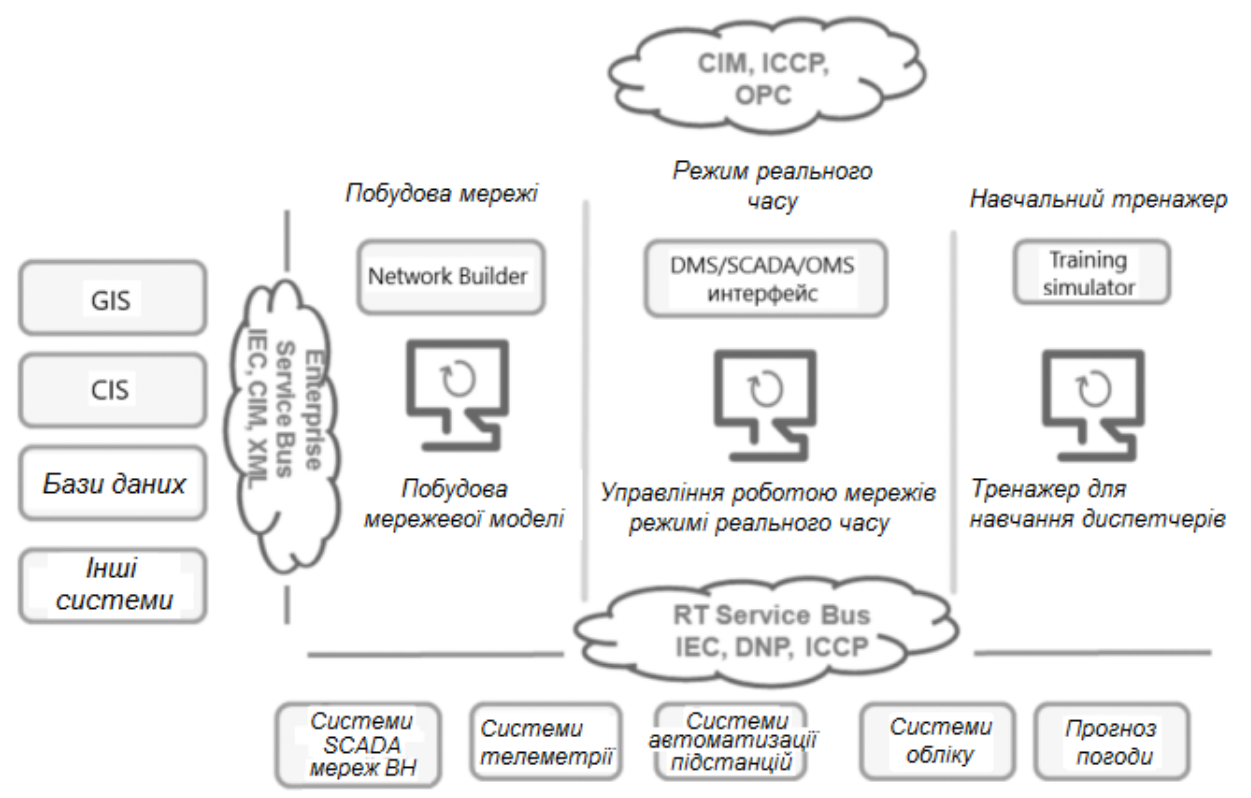


Рисунок 2.5 – Архітектура третього рівня САУ РТП – 26047

Архітектура третього рівня включає два дублюючих комунікаційних сервери робочих місць диспетчера і кілька клієнтських пунктів.

База даних дублюється у двох серверах, у разі виходу з ладу одного із них, інший продовжує працювати. Перехід із одного сервера на інший відбувається автоматично для обслуговуючого персоналу.

Система автоматично відслідковує всі параметри мережі при надходженні до неї інформації про зміни (перемикання, режими тощо). Ці значення зберігаються в архіві і використовуються для оцінки індексів продуктивності. Розраховані значення відіграють беруться за основу для прогнозування різноманітних аварійних подій та аналізу сценаріїв їх розвитку.

Основний елемент управління РТП – це управління напругою та реактивною потужністю. Таке управління здійснюється програмним додатком, що відповідає за оптимізацію активної напруги та реактивної потужності. Вона здійснюється безперервно у кількох режимах.

Є три основні режими керування напругою та реактивною потужністю:

- нормальний – мінімальні втрати, мінімальна реактивна потужність, що надходить від мереж передачі електроенергії, та оптимальні профілі напруги;
- економічний – за допомогою зниження напруги та реконфігурування мережі;
- аварійний – зниження активної потужності – згладжування піків навантаження.

Програма управління пошкодженнями складається із трьох модулів:

- модуль локалізації ушкодження, який використовує реєстратори аварійних подій та індикатори ушкоджень, а також статистичні дані про частоту виникнення ушкоджень електромережевого обладнання;
- модуль відключення аварійної ділянки, який керує обладнанням автоматизації, а також віддалено керованими комутаційними апаратами;
- модуль відновлення енергопостачання, який здійснює розрахунки засобами підсистеми ADMS.

Алгоритми всіх трьох модулів розроблені так, щоб максимально задіяти всю доступну автоматизацію та віддалено контролюване обладнання..

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Модулі відновлення енергопостачання здійснює прорахунок всіх можливих варіантів відновлення енергопостачання споживачів та обрання оптимального для вирішення проблеми з використанням доступного обладнання автоматизації та віддалено керованих комутаційних апаратів. Якщо для виконання оптимального варіанту відновлення енергопостачання знадобиться секціонування ділянок мережі, тоді задіюється розподілена генерація (DG) і розподілені джерела енергії (DER) ділянки, що секціонується, для відновлення енергопостачання для максимально можливої кількості споживачів, тим самим забезпечуючи необхідний рівень управління частотою і напругою на пошкодженій ділянці.

Предиктивне технічне обслуговування – методологія управління технічним станом устаткування, що реалізується за допомогою безперервного моніторингу стану та планування запобіжних технічних робіт та ремонтів. Програмне забезпечення PRiSM аналізує та прогнозує стани обладнання:

- на основі моделювання обладнання, з використанням правил та передових методів розпізнавання образів;
- використання напрацьованої інформації для опису нормальної роботи будь-якого обладнання та побудови моделі;
- Постійний моніторинг поведінки обладнання в режимі реального часу САУ;
- сигналізація у випадках, коли показники відрізняються від історичної норми;
- раннє визначення пошкоджень обладнання;
- Розширені можливості аналізу, включаючи діагностику несправностей.

Система працює з урахуванням протоколу HTTP, термінали ініціюють з'єднання з сервером передачі даних.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для забезпечення працездатності інтерфейс обробки та передачі даних системи ADMS монтується у шафах з обігрівом, освітленням, клемниками, маркуванням кабелів, нумерацією, сигналізацією та резервним живленням.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3 РОЗРАХУНОК АПАРАТІВ ЗАХИСТУ І КОЕФІЦІЄНТА ГОТОВНОСТІ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання для РТП – 26047

Для перевірки працездатності встановлених на підстанції електричних апаратів захисту напругою 10 кВ необхідно скласти всі навантаження, що живляться від даного РТП. У таблиці 3.1 відображені навантаження РТП – 26047, отримані з відділу АСКУЕ. Графік навантажень має змінний характер, тому для розрахунку беруться максимальні значення струмів в режимах навантаження. Для визначення робочого струму в лініях, що живляться підстанцію, були складені всі навантаження, підключені до РТП.

Таблиця 3.1 – Дані навантажень РТП – 26047 на 10кВ

Секція 1		Секція 2	
Напрямок	Навантаження, А	Напрямок	Навантаження, А
ТП14323 а	120	ТП14323 б	0
ТЕЦ-12 а	68	П/С 805 б	49
ТП27662 а	29	ТП27662 б	9
ТЕЦ-12 б	71	П/С 805 а	50
абонент	107	абонент	88
Разом	395	196	591

Розрахунок струмів короткого замикання здійснюється для подальшої перевірки електрообладнання та апаратів захисту напругою 10кВ. Розрахунковий струм короткого замикання визначається в такій точці ланцюга, в якій пристрої і провідники цього ланцюга знаходяться в найбільш важких умовах.

Для розрахунку струмів короткого замикання беруться дані таблиці 3.1.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Опір ланцюга визначається за формулою в Ом:

$$Z_C = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}}$$

де U – напруга на шинах, В;

I_{K3} – струм короткого замикання, А.

$$Z_{Cmin} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2020} = 3 \text{ Ом}$$

$$Z_{Cmax} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 927} = 6,5 \text{ Ом}$$

Подача електроенергії на першу секцію РТП – 26047 здійснюється з підстанції ТЕЦ та РТП 26047 по кабельній лінії довжиною 3510 м маркою кабелю АСБ 3х240.

Подача електроенергії на другу секцію РТП – 26047 здійснюється з підстанції ПС805 та РТП 20173 по кабельній лінії довжиною 514 м маркою кабелю АСБ 3х2407.

Опір лінії визначається за формулою, Ом:

$$Z_{Л} = \sqrt{(R_0 \cdot L)^2 + (X_0 \cdot L)^2},$$

де R_0 – питомий активний опір лінії Ом/км;

X_0 – питомий реактивний опір лінії, Ом/км;

L – довжина лінії, км;

$$Z_{Л1} = \sqrt{(0,081 \cdot 3,51)^2 + (0,258 \cdot 3,51)^2} = 0,95 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л2} = \sqrt{(0,081 \cdot 5,14)^2 + (0,258 \cdot 5,14)^2} = 1,39 \text{ Ом.}$$

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання на 10кВ наведено на рисунку 3.1 [7].

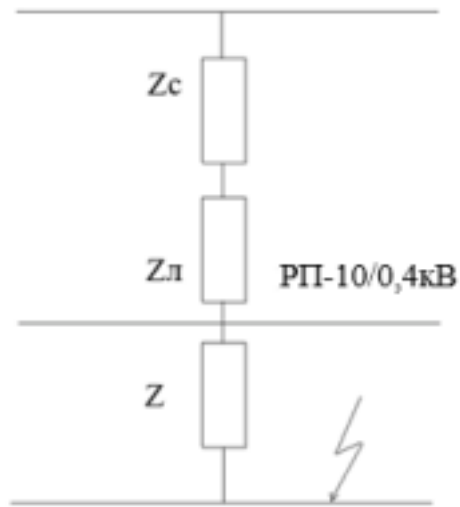


Рисунок 3.1 – Схема заміщення для розрахунку струму КЗ.

Струм короткого замикання лінії визначається за формулою (3.3)

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (3.3)$$

де Z_{K3} – опір від розподільчої підстанції до точки короткого замикання, Ом.

$$I_{K31max} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (3 + 0,95)} = 1534 \text{ Ом.}$$

$$I_{K31min} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (6.55 + 0,95)} = 808 \text{ Ом.}$$

$$I_{K32max} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (3 + 1.39)} = 1380 \text{ Ом.}$$

$$I_{K32min} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (6.55 + 1.39)} = 763 \text{ Ом.}$$

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розрахунок максимального робочого струму – це кількість номінальних потужностей трансформаторів, підключених до підстанції, здійснюється за формулою:

$$I_{\text{роб}} = \frac{\sum S_n \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{рн}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ (3.4)}$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнтом перспектив розвитку споживачів;

$K_{\text{рн}}$ – коефіцієнт нерівномірного розподілу навантаження на шинах 10 кВ

$\sum S_n$ – сума номінальних можливостей трансформаторів та споживачів, підключених до ліній автоматичного блокування та поздовжнього живлення [8].

Потужність трансформаторів, підключених до підстанції RTP- 26047 подані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Потужності трансформаторів

№	Назва трансформатору	Силою трансформатора, <u>Kva</u>	Сумарна потужність, <u>Kva</u>
1	TP14323	630+630	1260
2	TPP-12	600+600	1200
3	TP27662	250+250	500
4	P/S 805	300+300 600	
5	TSN	100+100	200

У звичайному режимі робочий струм RTP - 26047 рівний:

$$I_{\text{роб}} = \frac{(1260 + 1200 + 500 + 600 + 200) \cdot 0,6 \cdot 1,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 161 \text{ А.}$$

У разі пошкодження сусіднього РТП, ТЕС, ВЛ, КЛ додатково до RTP - 26047 може бути підключено додаткове навантаження тоді $I_{роб\ max}$:

$$I_{роб\ max} = \frac{(3760 + 600 + 1400) \cdot 0,6 \cdot 1,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 247 \text{ А.}$$

3.2 Розрахунок надійності встановлених апаратів захисту САУ РТП

Джерелами аналогових сигналів про електричний режим роботи РТП – 26047 є первинні перетворювачі: трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН).

Проведемо перевірку встановлених в комірці SM 6 вимірювальних трансформаторів струму на стороні 10кВ.

Умови перевірки ТС:

– за номінальною напругою мережі

$$U_{ном} \leq U_{С\ ном}$$

– за номінальним струмом первинної обмотки трансформатора

$$I_{ном} \leq I_{I\ ном}$$

– за електродинамічною стійкістю струму КЗ

$$i_{уд} \leq I_{ЕД} \cdot \sqrt{2}$$

– за термічною стійкістю до струму КЗ

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{відкл}}$$

– за повним вторинним опором приладів, допустимого навантаження:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

де $U_{C\text{ном}}$ – номінальна первинна напруга мережі;

$I_{I\text{ном}}$ – максимально можливий первинний струм трансформатора;

$I_{\text{ЕД}}$ – струм електродинамічної стійкості;

$t_{\text{відкл}}$ – час відключення,

$Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному клас точності;

Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму.

У комірці КРП SM6 встановлений трансформатор струму марки ТОЛ-СЕЩ-10, який перевіряємо на відповідність його умовам вибору.

Схема вимірювальних приладів, підключених до трансформатора струму ТОЛ-СЕЩ-10 зображено на рисунку 3.2 [7].

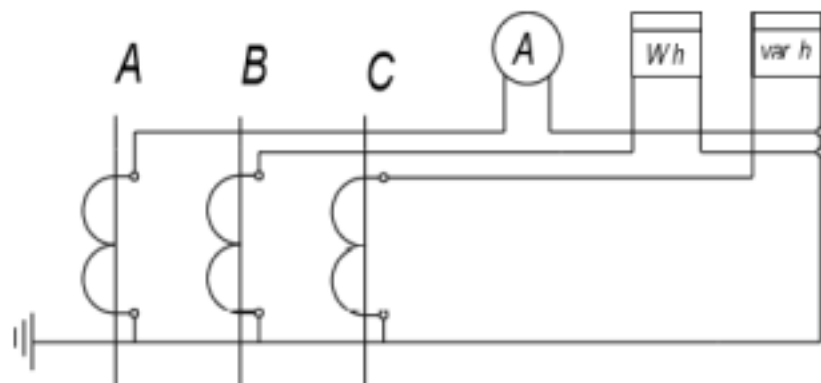


Рисунок 3.2 – Схема підключення вимірювальних приладів до ТТ

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таким чином, розрахунок порівняння за номінальною напругою мережі задовольняє умові:

$$10кВ \leq 10кВ .$$

У таблиці 3.3 відображено технічні характеристики ТОЛ-СЕСЦ-10 [8].

Таблиця 3.3 – Основні технічні характеристики ТОЛ-СЕСЦ-10

Характеристики	Параметри
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний первинний струм, А	600
Номінальний вторинний струм,	А 5
Струм електродинамічної стійкості, кА	100
Струм термічної стійкості, кА	40
Допустимий час, с	1
Клас точності	0,5

Номінальний струм первинної обмотки трансформатора розраховується за такою формулою:

$$I_{ном} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot 1,4$$

де $S_{нт}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$$I_{ном} = \frac{1260}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 27,5 \text{ А}$$

$$27,5 \leq 600 \text{ А} .$$

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Електродинамічна стійкість трансформатора струму КЗ розраховується за виразом:

$$i_{y\partial l} = k_{e\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1}.$$

де $k_{e\partial}$ – коефіцієнт динамічної стійкості, приймаємо рівним 0,05.

$$i_{y\partial} = 0,05 \cdot \sqrt{2 \cdot 600} = 42,4 \text{ кА}$$

$$42,4 \text{ кА} \leq 1000 \text{ кА}$$

термічна стійкість трансформатора струму розраховується за виразом:

$$B_k = I_{то}^2 \cdot t_{відкл} = 18,1^2 \cdot 0,06 = 19,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{km} = k_m^2 \cdot I_m^2 \cdot t_m$$

де k_m – коефіцієнт термічної стійкості;

t_m - час протікання струму при термічній стійкості, с.

$$B_{km} = 1^2 \cdot 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$19,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Повний вторинний опір приладів допустимого навантаження розраховується за формулою:

$$R_{приб} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}$$

де $S_{прил}$ – повна потужність приладів, В·А;

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

I_2 – номінальний струм вторинної обмотки, А.

$$R_{приб} = \frac{7,6}{5^2} = 0,304\,52 \text{ (Ом)}.$$

Опір контактів приладів приймається рівним 0,1 Ом. Так як індуктивний опір струмових кіл значно менше, прийmemo:

$$Z_2 \approx R_2.$$

Опір проводів визначається із рівняння:

$$R_{пр} = Z_2 - R_{прил} - R_k = 1,2 - 0,304 - 0,1 = 0,79 \text{ Ом}$$

Контроль за роботою трансформатора ведеться за допомогою комплексу приладів, що включають амперметр, ватметр, лічильник активної енергії, дані яких представлені в таблиці 3.4 [7].

Таблиця 3.4 – Прилади, що підключаються до трансформатора струму та їх потужність

Прилад	Марка приладу	Повна потужність приладів $S_{прил}, \text{ В} \cdot \text{А}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	<u>Amp 21D</u>	0,6	0,6	0,6
Індикатор проходження струму короткого замикання	<u>Flair 21D</u>	5	5	5
Лічильник активної енергії	ION6200	2	2	2
Разом:	7,6	7,6	7,6	

Перевіряється виконання п'ятої умови вибору ТС:

$$0,1 \leq 0,124$$

За технічними характеристиками трансформатор струму марки ТОЛ-СЕЩ-10 задовольняє умовам.

Враховуючи довжину з'єднувальних дротів 60 м з мідними жилами визначається площа перерізу провідника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}$$

де ρ – питомий опір провідника,

l_p – довжина провідника.

$$s = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,79} = 0,65 \text{ мм}^2$$

Обрано стандартний переріз 0,75 мм².

Перевірка трансформаторів напруги на 10кВ.

Умови вибору ТН:

- за номінальною напругою мережі

$$U_{ном} \leq U_{Сном}$$

- за конструктивним виконанням та схемою з'єднання обмоток, а також класом точності з врахуванням допустимих вторинних навантажень;

- за вторинним допустимим навантаженням:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\sum S_{прил} \cdot \cos^2 \varphi^2 + S_{прил} \cdot \sin^2 \varphi^2} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2}$$

де $S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги, А·В.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для сторони 10 кВ вибирається трансформатор напруги марки НАМІ-10, до якого приєднуються всі вимірювальні прилади та прилади для контролю ізоляції.

Активна та реактивна потужності вторинного навантаження трансформатора напруги НАМІ-10 представлена в таблиці 3.5 [8].

Таблиця 3.5 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги НАМІ-10

Прилади	Потужність споживання однієї котуш- ки, В·А	Кількість котушок	cos φ	sin φ	К-ть при- ладів	Загальна поживана потужність	
						Р, Вт	Q, вар
Вольтметр	2,5	1	1	0	1	2,5	-
Лічильник активної енергії	2	2	1	0	1	1,52	3,7
Ваттметр	1,5	2	0,38	0,925	1	3	-
Разом:						7,02	3,7

Трансформатор напруги НАМІ-10 перевіряється за такими параметрами:

- номінальна напруга: 10кВ = 10кВ;
- клас точності – 0,5.
- вторинному навантаженні, за умови, що трансформатор напруги НАМІ-110 має потужність вторинних навантажень обмоток 200 ВА:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} = \sqrt{7,02^2 + 3,7^2} \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$6,23 \text{ В} \cdot \text{А} \leq 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Показники трансформатора напруги НАМІ-10, підходять для системи, має номінальну потужність у класі точності 0,5, необхідну підключення лічильників 75 ВА, відповідно даний трансформатор працюватиме на обраному класі точності.

3.3 Розрахунок коефіцієнта готовності системи САУ РТП

На сьогоднішній день вже недостатньо лише контролювати та керувати роботою обладнання підстанцій. Отримані дані необхідно аналізувати, роботу мережі оптимізувати, також необхідно знизити втрати електричної енергії, підвищити її безпеку та якість.

Робота системи САУ РТП базується на чотирьох основних функціях: "Мережева модель", "Аналіз топології", "Потокорозподіл", "Оцінка стану".

Усього до складу системи входять понад 50 функцій, поділені на чотири основні напрямки роботи:

- управління роботою підстанції,
- оптимізація роботи підстанції,
- аналіз роботи підстанції,
- планування розвитку мережі.

Основою для роботи всієї системи є інформація про топологію мережі, яка представлена у двох основних варіантах відображення: однолінійній схемі та географічному вигляді (за допомогою геоінформаційної системи GIS).

Використовуючи точну мережну модель і широкий набір аналітичних функцій, є можливість безперервно і в реальному часі аналізувати робочий стан мережі з характеристиками, що відновлюються.

За допомогою системи ADMS енергоспоживання можна регулювати

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

шляхом зниження технічних втрат, короткострокового прогнозування навантаження та згладжування її піків (за допомогою функції регулювання напруги/реактивної потужності), шляхом укрупнення та керування розподіленими енергоресурсами.

Функції системи САУ РТП є складовими для ефективного управління енергоспоживанням в умовах зростаючого попиту та цін на енергію та високим відсотком зносу обладнання.

Система САУ РТП дозволяє скоротити експлуатаційні витрати, витрати на розвиток мережі і таким чином збільшити прибуток.

Згідно з ГОСТ Р 27.002-2009 коефіцієнт готовності - це ймовірність того, що виріб в даний момент САУ знаходиться в працездатному стані, визначена відповідно до проекту за заданими умовами функціонування та технічного обслуговування. Таким чином, готовність показує здатність системи безперервно виконувати свої функції.

Для автоматизованих систем управління коефіцієнт готовності – це ймовірність того, що система в будь-який (довільний) момент САУ перебуватиме в робочому стані.

Коефіцієнт готовності (K) визначається за такою формулою:

$$K = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (3.5)$$

де *MTBF* – середній час напрацювання на відмову (середнє напрацювання між відмовими);

MTTR – середній час відновлення працездатності (середній час до відновлення).

На відміну від надійності, величина якої визначається лише значенням *MTBF*, готовність залежить ще й від часу САУ, необхідного для повернення системи до робочого стану.

Відмовостійкість системи САУ РТП на рівні обладнання, це

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

можливість продовжити роботу обладнання підстанції у разі аварійного відключення окремих вузлів системи або у разі апаратної несправності окремих компонентів серверного обладнання системи зберігання даних.

Відмовостійкість функціонування системи досягається застосуванням наступних технологій:

- резервування блоків живлення серверного обладнання, систем зберігання даних;
- резервування мережевих адаптерів серверів;
- резервування ліній кабельних з'єднань комутації серверів та мережі передачі даних та мережі зберігання даних;
- дублювання модулів: управління, комутації, встановлення додаткових блоків живлення;
- термомоніторинг та система дугового захисту;
- аналіз навантажень кожного вузла мережі та інших змінних станів обладнання.

Основні компоненти обладнання САУ РТП – контролери, сервери, блоки живлення, дискові накопичувачі, мережеві адаптери, комутатори – мають резервування з можливістю гарячої заміни.

Електроживлення обладнання АСК РТП здійснюється від двох незалежних джерел. Підключене обладнання системи дублюється зовнішніми мережами передачі даних та мережами зберігання даних.

Все обладнання підстанції має резервування, тому при відключенні однієї з ліній не відбувається повного погашення споживача, електропостачання та система в цілому залишається у працездатному стані. Більше того, заміна обладнання, що вийшло з ладу, можлива без погашення та зупинки всієї системи.

Імовірність (P) виходу одного компонента з ладу протягом одного року становить:

$$P = \frac{1}{MTBF}$$

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Відмова дубльованого компонента призведе до відмови обладнання лише за умови, що компонент-дублер теж вийде з ладу протягом часу, необхідного для «гарячої» заміни компонента, який відмовив першим. Якщо гарантований час заміни компонента становить 24 години (1/365 року), це відповідає практиці обслуговування обладнання, що склалася, розрахунок ймовірності такої події протягом року проводиться за формулою:

$$Md = \frac{P \cdot P}{365} \cdot 2, \quad (3.6)$$

Розрахувавши ймовірність відмови всіх N вузлів обладнання САУ РТП, можна розрахувати ймовірність відмови обладнання системи протягом одного року шляхом підсумовування кожної ймовірності відмови за формулою:

$$P_S = \sum_{i=1}^N P_i. \quad (3.7)$$

Відмови обладнання зазвичай розподілені у часі рівномірно, знаючи ймовірність відмови одного з вузлів системи протягом року, можна визначити час його напрацювання на відмову за формулою:

$$MTBF_S = \frac{1}{P_S}. \quad (3.8)$$

Коефіцієнт готовності обладнання системи розраховується за такою формулою:

$$Kit = \frac{MTBF_S}{MTBF_S + MTTR} \quad (3.9)$$

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Виконується розрахунок коефіцієнта готовності електрообладнання підстанції РТП – 26047 без системи САУ РТП та розрахунок із системою САУ РТП проведемо порівняння.

Отримана ймовірність відмови обладнання системи протягом року: 0,3614%.

Визначається MTBF обладнання системи, років за формулою 3.8:

$$MTBF_S = \frac{1}{0,3614} = 2,77 \text{ років} = 24265 \text{ год}$$

Розрахунок коефіцієнта готовності роботи устаткування РТП – 26047 у реальному компонуванні. Вихідні дані подані у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок коефіцієнта готовності обладнання РТП - 26047

№	Компонент обладнання системи	Заявлена надійність			Кількість елементів	Ймовірність відмови з урахуванням дублювання
		MTBF, година	MTBF, років	Імовірність відмови за рік		
Комірка SM6						
1	Zigbee	300000	34,246	0,00292	1	0,00292
2	TH110	120000	13,689	0,073	1	0,073
3	CL110	120000	13,689	0,073	1	0,073
4	Flair 2X	360000	41,09	0,0243	1	0,0243
5	VPIS	100000	11,415	0,088	1	0,088
6	VAMP 125	300000	34,246	0,00292	1	0,00292
7	Saitel	120000	13,689	0,073	1	0,073
8	Sepam P3	360000	41,09	0,0243	1	0,0243
Разом						0,3614

Середній час усунення несправності 24 години.

Коефіцієнт готовності обладнання системи, % за формулою 3.9:

$$Kit = \frac{24265}{24265 + 24} \cdot 100 = 99,9$$

Середній час простою обладнання на рік, годин: 8,67 год = 520 хв.

Для покращення системи дублюємо елементи, з можливістю гарячої заміни, створюється комплекс із двох половинок системи, які дублюють один одного.

Виконання розрахунку коефіцієнта готовності обладнання системи САУ РТП починається з таблиці 3.7 в ній представлені актуальні дані параметру MTBF для кожного компонента.

Вихідні дані представлені в таблиці MTBF є оціночними, наданими за даними позиціями обладнання виробника або їх аналогами.

За підсумковими рядками з таблиці 4 можна побачити, що в системі є не дубльовані елементи CL110, Zigbee, VPIS, VAMP 125, цей момент дуже впливає на розрахункові дані. По можливості потрібно дублювати ці елементи або використовувати інше компонування.

Обчислена ймовірність відмови обладнання системи протягом року: 0,0977%;

MTBF обладнання системи, років обчислюється за формулою 3.8:

$$MTBF_S = \frac{1}{0,0977} = 10,23 \text{ роки} = 89615 \text{ годин}$$

Середній час усунення несправності 24 години.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.7 – Розрахунок коефіцієнта готовності обладнання системи САУ РТП

№	Компонент обладнання системи	Заявлена надійність			К-ть елеме- нтів	Ймовірність відмови з урахуванням дублювання
		MTBF, година	MTBF, років	Ймовірність відмови за рік		
Комірка SM6						
1	Zigbee	300000	34,246	0,00292	1	0,00292
2	TH110	120000	13,689	0,073	2	0,0000292
3	CL110	120000	13,689	0,073	1	0,00292
4	Flair 2X	360000	41,09	0,0243	2	0,000032
5	VPIS	100000	11,415	0,088	1	0,088
6	VAMP125	300000	34,246	0,00292	1	0,00292
7	Saitel	120000	13,689	0,073	2	0,0000292
8	Sepam P3	360000	41,09	0,0243	2	0,000032
9	SMD	100000	11,415	0,0088	2	0,0000042
10	Easergy T300	300000	34,246	0,00292	2	0,0000047
11	PACIS	120000	13,689	0,073	2	0,0000292
12	TITANIUM	360000	41,09	0,0243	2	0,0000062
13	ADMS	100000	11,415	0,0876	2	0,000042
14	ArcFM	300000	34,246	0,00292	2	0,0000047
15	SET	300000	34,246	0,00292	2	0,0000047
16	Prosumer DSO	100000	11,415	0,088	2	0,088
17	PRiSM	120000	13,689	0,073	2	0,0000292
18	APMaaS	120000	13,689	0,073	2	0,0000292
Разом						0,0977

Коефіцієнт готовності обладнання системи визначається у відсотках за виразом 3.9:

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$Kit = \frac{89615}{89615 + 24} \cdot 100 = 99,97 \%. \quad (3.9)$$

Середній час простою обладнання на рік, годин:

$$2,61 \text{ год} = 156 \text{ хв.}$$

Через війну розрахунків отримали збільшення коефіцієнта готовності РТП – 26047 з установкою системи САУ РП загалом на 1%.

Цей розрахунок вважається дуже оцінним, він дає основне розуміння, що система оптимальніша.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

4 РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМ САУ РТП – 26047

4.1 Структурна схема САУ РТП – 26047 з пристроями захисту, вимірювання та керування обладнанням

Автоматизована система управління РТП-26047 інтегрується в енергосистему об'єкта та зосереджує в єдиній точці всю сукупність інформації, що дозволяє диспетчерам здійснювати контроль та управління об'єктом. Виконує функції централізованої обробки даних енергосистеми, запис станів обладнання, управління у разі замикань, управління графіками, аналіз значень струму та напруги, розвантаження мережі тощо.

Розроблена структурна схема представлена рисунку 4.1.

САУ РТП призначена для захисту, контролю та керування електричною мережею. Вона організована за кількома рівнями:

- "Робоче місце диспетчера" створено на базі ПК, який використовує експлуатаційну систему Windows NT;
- «Інтерфейс обробки даних та зв'язку» створений на базі комунікаційних шлюзів та промислових програмованих контролерів SMD;
- «Інтелектуальні електричні апарати» – обладнання для розподілу електроенергії для функцій захисту, контролю, вимірювання та сигналізації.

Вказані 3 рівні пов'язані між собою комунікаційними мережами на базі мідних або оптоволоконних кабелів.

Обладнання робочого місця диспетчера забезпечує інтерфейс «людина–машина» здійснює функції контролю, управління та запису станів та аварійних сигналів, а також графіки тенденцій.

Кожне робоче місце диспетчера оснащується принтером для друкування подій та аварійних сигналів. Загальна комунікаційна мережа пов'язує всі інтерфейси обробки та передачі та робоче місце диспетчера.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

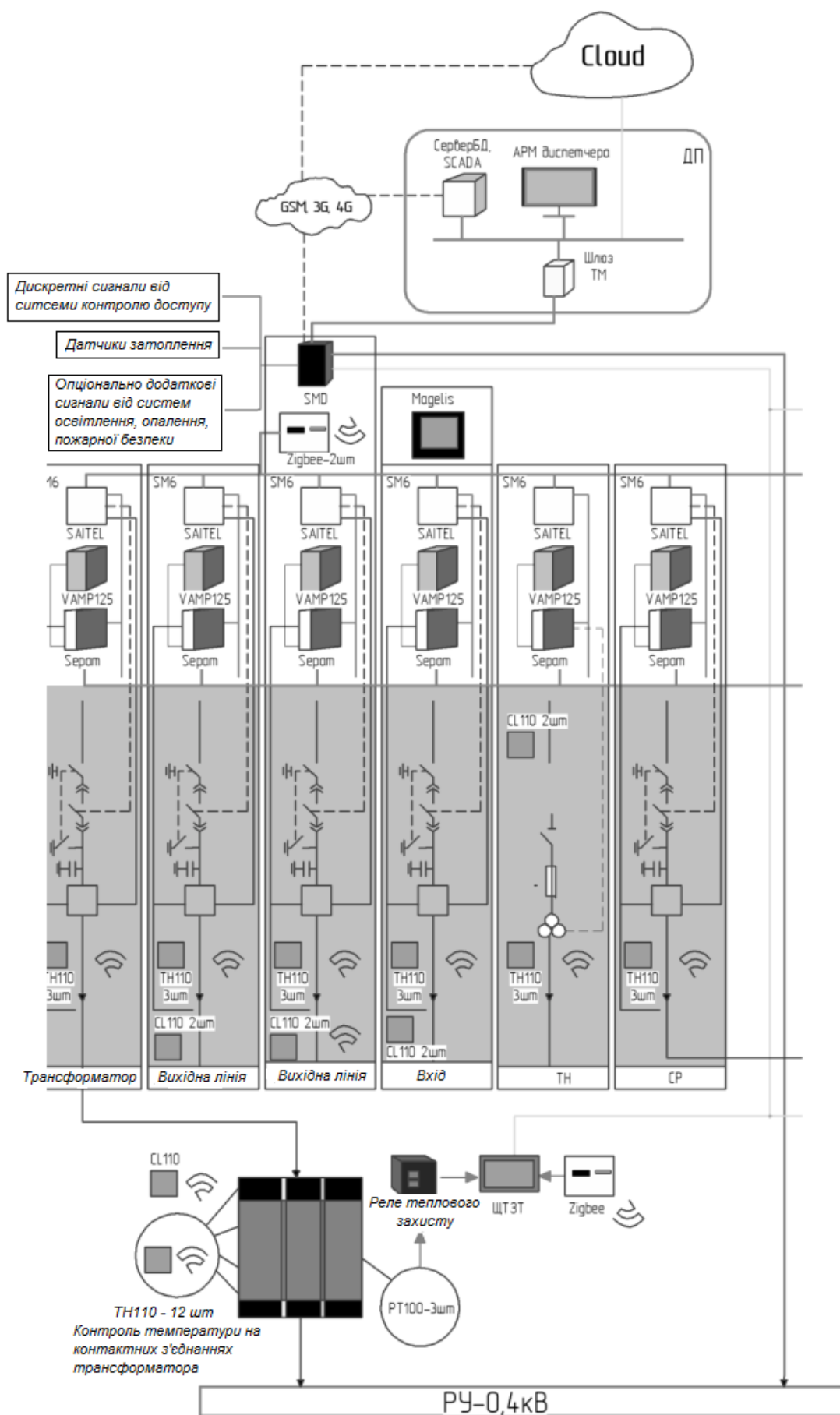


Рисунок 4.1 – Структурна схема САУ РТП – 26047

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

Інтелектуальні електричні апарати, які у структурі САУ РТП – 26047 поділяються на 4 групи:

- контроль розподільчих пристроїв ВН та щитів СН;
- Контроль щитів ПН;
- Контроль ізоляції обладнання ПН;
- Контроль вимірювань та якості енергії.

Пристрої захисту серії Seram для електроустаткування ВН та СН забезпечують захист, контроль, місцеве та дистанційне керування електроустановкою високої та середньої напруги. Вони дозволяють:

- Слідкувати за всіма вимикачами СН індикація: у реальному часі положення вимикача; результатів вимірів у вигляді графіків по даному комунікаційному апарату; передачі аварійних сигналів;
- здійснювати керування цими комутаційними апаратами;
- зчитувати та змінювати уставки захисту.

Зв'язок із вимикачами СН здійснюється з використанням однієї або кількох інтелектуальних комунікаційних плат, кожна плата включає чотири канали зв'язку по шині Modbus. Цифрові пристрої захисту Seram, встановлюються в комірках СН і підключаються безпосередньо до робочого місця диспетчера без проміжного концентратора.

Пристрої захисту, вимірювання та керування обладнанням серія VAMP125 та SAITEL дозволяють здійснювати контроль та місцеве та дистанційне керування електроустановки низької напруги.

Обладнання, що використовується, включає: комунікаційні модулі вимірювання, сигналізації та управління вимикачами ПН Easergy HU250, що дозволяє:

- здійснювати контроль за всіма вимикачами ПН, у реальному масштабі часу спостерігати: положення комутаційного апарату, результат вимірювань, здійснюваних цьому апараті, передачу аварійних сигналів;

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

– керувати даними апаратами.

Зв'язок із вимикачами ПН здійснюється через інтелектуальні комунікаційні плати, кожна плата має чотири канали зв'язку по шині Modbus.

Контрольовані щити ПН оснащені модулями вимірювання, сигналізації, керування. Ці модулі встановлюються в щитах ПН, вони з'єднуються з вимикачами ПН. Комунікаційні апарати підключаються до диспетчерського пункту через комунікаційні шлюзи Zigbee.

4.2 Апарати контролю ізоляції та вимірювання якості електроенергії

Vigiohm system забезпечує дистанційний контроль ізоляції електроустановки із ізольованою нейтраллю. Функції Vigiohm system дозволяють:

- контролювати стан усієї ізоляції електроустановки з диспетчерського пункту;
- дистанційно виставляти уставки замикання пристроїв контролю ізоляції;
- Виявляти пошкодження ізоляції в електричній мережі.

Щити оснащуються пристроями контролю ізоляції серії Vigiohm System:

- постійними пристроями контролю ізоляції XM300C;
- пристроями виявлення замикань XL308 та XL316;
- пристроями контролю ізоляції та виявлення замикань XML308 та XML316;
- Пристроями виявлення XD308.

Всі ці апарати з'єднуються між собою спеціальною мережею, і повідомляються з диспетчерським пунктом через інтерфейс типу XLI300.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Вимірювання якості електроенергії дозволяє аналізувати споживання та перешкоди в будь-якій точці мережі для того, щоб виявляти будь-яке зниження електричного сигналу, здатного знизити працездатність електроустановки.

Інформація, що використовується, передається від вимірювальних пристроїв, що дозволяє:

- здійснювати індикацію та записувати значення вимірюваних або розрахованих електричних величин: струмів, напруги, потужності, частоти, коефіцієнта спотворення гармонік, енергії;
- виявляти провали та піки напруги;
- показувати деталь потужностей гармонік;
- записувати та аналізувати форму хвилі за струмом та напругою;
- здійснювати керування вимикачами за допомогою модуля додаткових входів та виходів.

Зв'язок із осередками СН та щитами ПН здійснюється через кілька інтелектуальних комунікаційних плат (шлюзи Ethernet). Зв'язок із пристроями Cuircit Monitor здійснюється по чотирижильному кабелю RS485. Використовуваний протокол SY/MAX/PNIM.

4.3 Функціональна схема САУ РТП – 26047

Функції системи САУ РТП – 26047 можуть бути зведені до наступних 6 основних типів:

- контроль та управління мережею;
- Автоматична зміна конфігурації мережі;
- керування навантаженнями (розвантаження);
- управління енергією та відстеження споживання електроенергії;
- Управління якістю електроенергії;

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

– Імітація.

Функціональна схема зображена рисунку 4.2 [14]. Функції доступні через простий інтерфейс людина – машина, що відповідає вимогам розподілу електроенергії.

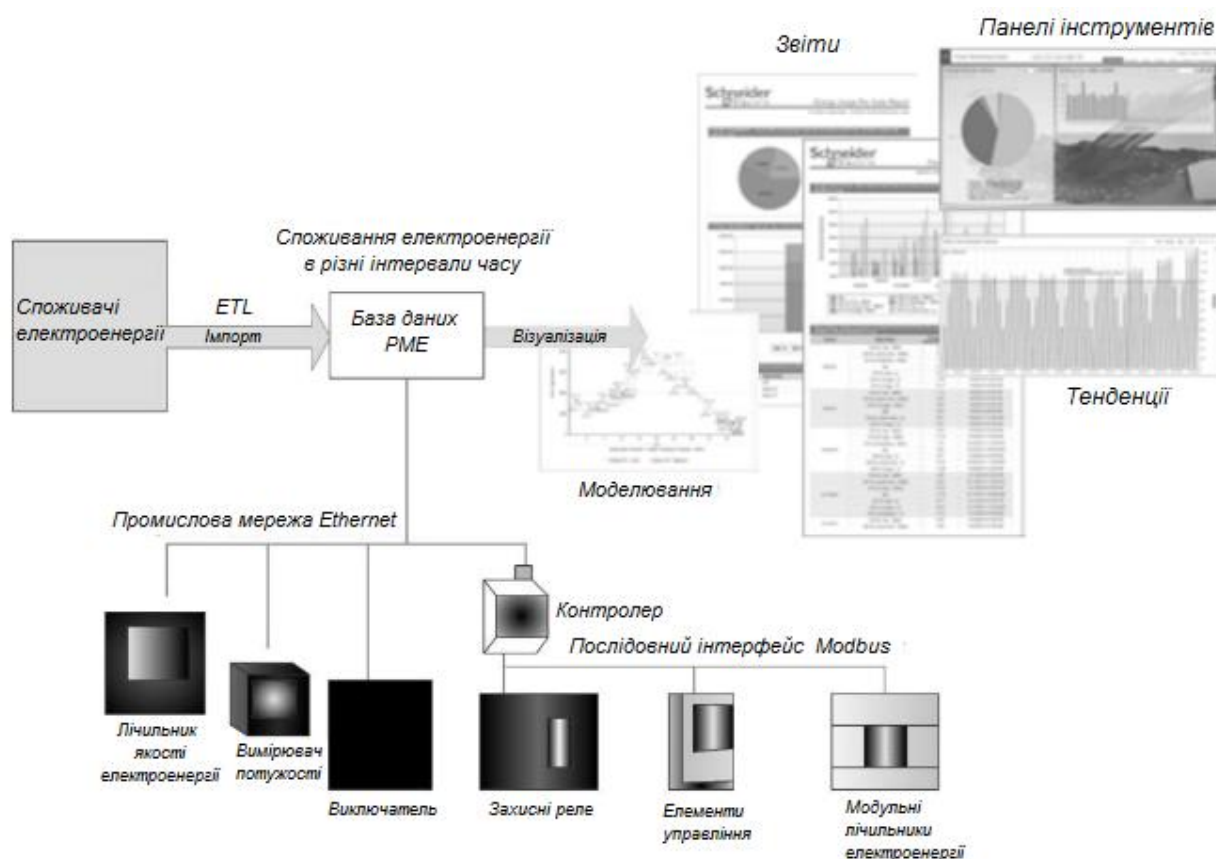


Рисунок 4.2 – Функціональна схема САУ РТП – 26047

Головною функцією САУ є можливість диспетчерам мати докладний вигляд стану мережі енергопостачання. Диспетчер повинен одразу отримувати інформацію про всі події, що відбуваються з електрообладнанням. Система САУ РТП постійно здійснює запис інформації, що надходить з підстанції у вигляді графіків та переліку подій у міру їх надходження.

Іншою функцією системи є її здатність надавати допомогу диспетчеру в експлуатації та технічному обслуговуванні електроустаткування РТП – 26047. Таких як:

– діагностика при отриманні аварійного сигналу: при замиканні диспетчер може проаналізувати ситуацію, що склалася, і швидко відреагувати на пошкодження завдяки повідомленням, що описують необхідні дії для відновлення нормальної роботи електропостачання споживачів;

– профілактичне обслуговування: аварійні сигнали видаються автоматично лічильниками циклів включення – відключення вимикачів та лічильниками годин роботи.

Система працює у операційному середовищі Windows 10.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВОК

На основі здійсненого аналізу системи автоматизованого управління розподільчою трансформаторною станцією РТП – 26047 впроваджено ряд замін і вдосконалень технічного обладнання та програмного забезпечення.

1. Спроековано низову мережу, що об'єднує контролери Easergy T300 для забезпечення безпечного обміну даними в середовищі SCADA.

2. Замінено контролери телемеханіки на багатофункціональний контролер підстанції SMD, і морально застарілий електромеханічний релейний захист на мікропроцесорну SCADA-систему PACIS-EMCS, в якій також для передиктивної аналітики та обслуговування встановлюються аналітичні програми ADMS хмарний сервіс.

3. Встановлено система обліку енергоресурсів TITANIUM та інтелектуальні пристрої обліку на всіх приєднаннях РТП.

4. В результаті розрахунків отримали збільшення коефіцієнта готовності на РТП – 26047 із встановленням системи САУ РП у середньому на 1%, час простою обладнання зменшиться на 30%.

5. Розроблено структурну схему автоматизованої системи управління РТП-26047, яка складається з трьох рівнів: "Робоче місце диспетчера", "Інтерфейс обробки даних та зв'язку" і "Інтелектуальні електричні апарати".

6. Передбачено інтерфейс обробки даних та зв'язку, створений на базі комунікаційних шлюзів Zigbee та промислових програмованих контролерів SMD, зв'язок з осередками СН та щитами ПН здійснюється через шлюзи Ethernet, а з пристроями захисту по чотирижильному кабелю RS485, за протоколом передачі даних SY/MAX/PN.

7. Встановлено інтелектуальні електричні апарати ЩТЗТ, T-convector, PT100, VAMP125 для захисту обладнання, SAITEL для контролю, CL110, TH110 – для вимірювань та Magelis – для сигналізації.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

8. Розроблено функціональну схеми САУ РТП – 26047, яка здійснює: контроль та управління мережею; автоматичну зміну конфігурації мережі; управління навантаженнями (розвантаження управління енергією та відстеження споживання електроенергії; управління якістю електроенергії; імітацію. Головною функцією САУ є можливість диспетчерам мати детальні характеристики стану мережі енергопостачання у вигляді графіків та переліку подій в міру їх надходження.

9. Розроблена САУ надає допомогу диспетчеру в експлуатації та технічному обслуговуванні електрообладнання РТП–26047, здійснюючи діагностику при отриманні аварійного сигналу та профілактичне обслуговування.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Василега П. О. Електропостачання : навч. посібник / П. О. Василега. — Суми : Університетська книга, 2008. — 415 с.
2. Попадченко, С. А. "Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку." Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка 175 (2016): 30-32.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
4. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
5. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
6. Костишин, В. С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб./ В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. - 243 с
7. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.
8. . Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
9. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007 Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму Введ. 2009-

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

01- 01. – К.: Держспоживстандарт України, 2009. – 48 с.

10. Охріменко В. М. Автоматизовані системи диспетчерського управління : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. М. Охріменко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 140 с.

11 Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>

12. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/ Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с

13. DRBAL, Larry; WESTRA, Kayla; BOSTON, Pat (ed.). Power plant engineering. Springer Science & Business Media, 2012.

14. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с. 14. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.

15. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; Мво освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.

16. Бодунов В.М., Гай О.В. Електромеханічні перехідні процеси в електричних системах: Навч. посібник/ К. : ЦП "Компринт", 2020. - 399 с.

17. . Костик, Л. М., Вакуленко, О. О., & Фіголь, П. М. (2018). Підвищення надійності систем електропостачання на базі цифрових технологій. Збірник тез доповідей VII Міжнародної науково-технічної

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, С. 13-14

18. Saccomanno F. Electric power systems. Analysis and control / Saccomanno F. – IEEE Press, 2003. – 730 p.

19. Методичні рекомендації до виконання випускної кваліфікаційної роботи освітнього ступеня «Магістр». Галузь знань 15 – Автоматизація та приладобудування, спеціальність 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології / А.І. Сегін, Н.Я. Возна, І.Р. Пітух / Під ред. Я.М. Николайчука – Тернопіль: ТНЕУ, 2020.– 40 с.

20. Загальні методичні рекомендації з підготовки, оформлення, захисту та оцінювання кваліфікаційних робіт здобувачів вищої освіти першого «бакалаврського» і другого «магістерського» рівнів. // Укладачі: В. М. Островерхов, Л. І. Біловус, К. З. Возьний, О. О. Луцишин, Г. Л. Монастирський, С. В. Питель, С. А. Надвиничний, С. К. Шандрук. Тернопіль: ЗУНУ, 2024. – 89 с.

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТКИ

					ДП.АКІТ.9702580.00.00.000 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		