

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра мікроелектронних та електронних інформаційних систем  
(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота**

другий (магістерський)

(рівень вищої освіти)

на тему «Дослідження процесів обробки інформації  
у мережі контролю параметрів електрообладу-  
вання»

Виконав: студент II курсу, групи 8.1710-дк  
спеціальності 171 «Електроніка»

(код і назва спеціальності)

освітньої програми Електроніка

(код і назва освітньої програми)

спеціалізації \_\_\_\_\_

(код і назва спеціалізації)

Ю. О. Кудькіч

(ініціали та прізвище)

Керівник доц., к.т.н. Киселюв Е. М.

(посіда, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент заст. дир. ПП «ВКФ „ЕКОТЕХ”

(посіда, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра мікроелектронних та електронних інформаційних систем  
Рівень вищої освіти другий (магістерський)  
Спеціальність 171 «Електроніка»  
(код і назва)  
Освітня програма Електроніка  
(код і назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Критська Т.В.

“  ”    2021 року

ЗАВДАННЯ  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)

Кількіц Орін Олександрович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Дослідження процесів обробки інформації в пристрої контролю параметрів електричного навантаження.

керівник роботи Кісельов Єгор Миколайович к.т.н., доц.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від “30” 06 2021 року № 974-С

2 Строк подання студентом роботи 06.12.2021

3 Вихідні дані до роботи Кількіц Орін Олександрович, студент групи ІІТ-171-1, кафедра мікроелектронних та електронних інформаційних систем, Чаруєва Михайло Іванович: +5В, +12В, +5В, +3В, +3В. Таблиця розрахунків - вкріплено 300x50x30мм.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Вступ; 2. Термінологія; 3. Дослідження процесів обробки інформації; 4. Розробка схеми; 5. Розробка алгоритму програми; 6. Аналіз результатів роботи; 7. Висновки; 8. Додатки.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Дослідження процесу обробки інертних матеріалів. Різаків схем.
2. Модель з'єднання. 3. Схема блокувальних датчиків (кресло).
4. Схема креслення датчиків. 5. Модуль датчиків.
6. Блок-схема алгоритму (кр). 7. Різаків плата - 2. Завершено: креслення.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Кисельов Е. М. доц.	01.10.20	02.12.20
2	Кисельов Е. М. доц.	02.12.20	10.02.21
3	Кисельов Е. М. доц.	10.02.21	14.04.21
4	Кисельов Е. М. доц.	21.04.21	08.30.21
5	Кисельов Е. М. доц.	01.10.21	18.10.21
6	Кисельов Е. М. доц.	15.10.21	01.11.21

7 Дата видачі завдання 01.10.21

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи магістра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз терміналів	02.12.20	
2	Дослідження обробки інертних матеріалів	10.02.21	
3	Розробка схем	21.04.21	
4	Розробка алгоритму роботи датчиків	01.10.21	
5	Оформлення звіту на листках	15.10.21	
6	Оформлення графічного матеріалу	18.11.21	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.11.21	
8	Оформлення реферату		

Студент

  
(підпис)

Кисельов Е. М.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи (проекту)

  
(підпис)

Кисельов Е. М.  
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер

  
(підпис)

Кисельов Е. М.  
(прізвище та ініціали)



## РЕФЕРАТ

Магістерська робота містить 147 стор., 70 рис., 15 табл. 35 інформаційних джерела.

Мета роботи – дослідження методів перетворення даних у терміналах.

Основні завдання: дослідження методів перетворення даних в умовах невизначеності; розробка схеми бездротового датчику струму та напруги; дослідження датчику, розробка друкованої плати.

Методи рішення задач: теоретичний аналіз сучасних терміналів; синтез і дослідження моделі діагностики електрообладнання на основі байєсівських мереж довіри; синтез програмно-апаратного комплексу керування бездротовим датчиком; моделювання датчику; трасування друкованої плати датчику.

Розроблено мікроконтролерний датчик струму та напруги для терміналів контролю електрообладнання, що відрізняється наявністю обчислювальних можливостей і реалізації функцій вузлів байєсівських мереж довіри.

Результати роботи можуть бути застосовані при розробці вітчизняних терміналів контролю електрообладнання.

**ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СИГНАЛ, БАЙЕСІВСЬКА МЕРЕЖА  
ДОВІРИ, МІКРОКОНТРОЛЕР, МОДЕЛЮВАННЯ ДАТЧИК, ПЛАТА.**

Роботу виконано на кафедрі Мікроелектронних та електронних інформаційних систем Інженерно навчально-наукового інституту ім. Ю.М. Потебні ЗНУ з 01.10.2020 по 10.12.2021 р.



## Перелік позначень та умовних скорочень

ЕЕС – електроустаткування електростанцій  
ЛЕП – лінії електропередачі  
ПС – підстанція  
РЗА – релейний захист та автоматика  
ПА – протиаварійна автоматика  
КУО – каналоутворююча апаратура  
АРМ – автоматизоване робоче місце  
РДЦ – регіональний диспетчерський центр  
ЦОД – центр обробки даних  
ЦУМ НЕК – центр управління мережами національної енергетичної компанії  
СО – системний оператор  
ПЗСТЧ – пристрій зв'язку з системою точного часу  
ТМ – телемеханіка  
МЕК – міжнародна електротехнічна комісія  
iSAS – програмний комплекс захисту та керуванням обладнанням підстанції  
СЗПІ – сервер збору і передачі технологічної інформації  
ІЕП – інтелектуальний електронний пристрій  
СМ – система моніторингу  
БП – безпроводний інтерфейс  
ПЗО – Пристрій захисту обладнання  
ТС – трансформатор струму  
ТН – трансформатор напруги  
КРУ – комплексне розподільче устаткування  
ЩПС- щит постійної напруги  
ЩСН – щит станціоної необхідності  
ОП – операційний підсилювач

## ЗМІСТ

### 1. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОБУДОВИ СУЧАСНИХ ТЕРМІНАЛІВ ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

- 1.1 Огляд номенклатури відчизняного ринку терміналів
- 1.2 Аналіз протоколів зв'язку в електроенергетиці
  - 1.2.1 Передача вимірювань від ТС та ТН
  - 1.2.2 Передача дискретних сигналів між пристроями
  - 1.2.3 Передача даних між об'єктами по МЕК 61850
  - 1.2.4 Протокол Modbus
  - 1.2.5 Протокол DNP3
- 1.3 Аналіз протоколів МЕК 61850
  - 1.3.1 Основні положення при створенні МЕК 61850
  - 1.3.2 Структура та зміст стандарту серії МЕК 61850
  - 1.3.3 Огляд стандарту МЕК 61850
  - 1.3.4 Протокол MMS
  - 1.3.5 Протокол GOOSE
  - 1.3.6 - Доставка повідомлень і контроль стану каналу
- 1.4 Аналіз протоколів передачі миттєвих значень струму та напруги
  - 1.4.1 Шина процесу та протокол МЕК 61850-9-2

### 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ОБРОБКИ ІНФОРМАЦІЇ В ПРИСТРОЯХ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

- 2.1 Аналіз обробка даних
- 2.2 Аналіз вимог до вимірювань трансформаторів
- 2.3 Розвиток систем автоматизації та диспетчирезації
- 2.4 Структура автоматизованих систем контролю та управління електроспоживання з застосуванням персональних комп'ютерів
- 2.5 Інтегровані системи керування та автоматизації
- 2.6 АСУТП підстанцій
- 2.7 Ідентифікація технічного стану та надійності обладнання при керуванні експлуатацією енергооб'єктів
- 2.8 Дослідження процесів діагностики енергетичних об'єктів на основі байєсівських мереж довіри
  - 2.8.1 Модель діагностики повітряних ліній
  - 2.8.2 Модель діагностики шинопроводу
  - 2.8.3 Модель діагностики трансформатору
- 2.9 Байєсовський класифікатор

### 3. РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ БЕЗДРОТОВОГО ДАТЧИКУ СТРУМУ ТА НАПРУГИ

- 3.1 Розробка структури бездротового датчика
  - 3.1.1 Обґрунтування вибору мікроконтролеру
  - 3.1.2 Обґрунтування вибору формувача сигналів
  - 3.1.3 Обґрунтування вибору сенсору струму
  - 3.1.4 Розробка сенсору напруги
  - 3.1.5 Розробка сенсору температури та вологості

- 3.1.6 Розробка схеми бездротового інтерфейсу
- 3.2 Аналіз методів живлення бездротового датчику:
- 3.3. Захист датчика від перешкод
- 3.4 Розробка електричної принципової схеми
- 3.5 Моделювання процесів обробки сигналів у бездротовому датчику
- 3.6 Синтез програмного коду керування мікроконтролером
- 4. РОЗРОБКА ДРУКОВАНОЇ ПЛАТИ БЕЗДРОТОВОГО ДАТЧИКУ
- 4.1 Обґрунтування обрання інструментарію розробки друкованої плати
- 4.2 Розробка міжелементних з'єднань друкованої плати бездротового датчику
- 4.3 Технологія виготовлення друкованої плати бездротового датчику струму та напруги
- 5. ОРГАНІЗАЦІЙНА ЧАСТИКА
- 5.1 Економічний розрахунок собівартості виробу
- 5.2 Розрахунок витрат на куповані комплектуючі вироби
- 5.3 Калькуляція собівартості дослідного зразка
- 6. ОХОРОНА ПРАЦІ НА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА
- 6.1 Аналіз небезпечних факторів при експлуатації бездротових датчиків у складі терміналів контролю параметрів електрообладнання
- 6.1.1 Захист від блискавки
- 6.1.2 Інші джерела можливого пошкодження
- 6.2 Розрахунок пристрою заземлення об'єктів контролю терміналами
- 6.2.1— Розрахунок опору заземлення заземлюючого ножи
- 6.2.2 Опір ґрунту
- 6.2.3 Заземлення на основи дротових сіток
- 6.2.4 Заземлення зі складу кількох стрижнів
- 6.2.5 Комбіновані стрижні та дротяні сітки
- 6.2.6 Підсумок розрахунків
- 6.3 Збірні креслення заземлення
- Висновки
- Список посилань
- Додатки



## ВСТУП

У електричній частині енергосистем можуть виникати пошкодження і ненормальні режими роботи електроустаткування електростанцій (ЕЕС) і підстанцій (ПС), ліній електропередачі (ЛЕП) і електроустановок споживачів електроенергії [1].

Пошкодження викликають появу значних аварійних струмів і супроводжуються глибоким пониженням напруги на шинах ЕС і ПС. Струм пошкодження виділяє велику кількість теплоти, яка викликає сильне руйнування в місці пошкодження і небезпечне нагрівання дротів неушкоджених ЛЕП і устаткування, по яких цей струм проходить.

Виявлення та відключення ушкоджень слід виконувати дуже швидко - у більшості випадків протягом сотих і десятих часток секунди, що може бути забезпечене тільки засобами автоматики. У зв'язку з цим виникла необхідність у створенні та застосуванні бездротових датчиків струму та напруги, що здійснюють моніторинг ЕЕС та її елементів, завдяки чому здійснення діагностики та локалізації аварійних процесів, небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів доводиться до автоматизму.

Байєсівські мережі довіри (БМД) можуть бути одним з видів діагностики електричної автоматики, без якої неможлива нормальна робота енергосистем [2].

Байєсівські мережі довіри реалізують такі аспекти енергосистеми:

- селективність або вибірковість, БМД називається її здатність відключати тільки пошкоджену ділянку мережі;
- швидкодія; відключення короткого замикання (КЗ) повинно проводитися з якомога більшою швидкістю для обмеження розмірів руйнування в місці пошкодження, забезпечення термічної стійкості обладнання, кабельних та повітряних ЛЕП;

- чутливість електрообладнання має володіти достатньою чутливістю при виникненні КЗ в межах зони її дії;
- надійність; як одна з вимог надійності полягає в тому, що електроустаткування має безвідмовно працювати при пошкодженні в межах встановленої для неї зони і не повинна працювати неправильно, коли робота її не передбачається.

Відмова в роботі або неправильна операція в терміналах призводять до додаткового порушення електроживлення споживачів, а іноді до аварій системного значення.

Повітряна лінія (ПЛ), підстанція чи трансформатор з напругою 110 кВ на високій стороні являються дуже важливою складовою на рівні енергосистеми. Вони передають велику кількість енергії з однієї частини енергосистеми в іншу або з однієї ЕЕС в іншу, тому при виникненні ненормального режиму роботи трансформатора необхідно його ліквідувати негайно.

Для уникнення та захисту від вище описаних наслідків даним дипломним проектом виконано дослідження процесу обробки інформації в пристроях контролю параметрів електрообладнання.

Таким чином, дослідження процесів перетворення інформації у терміналах контролю параметрів електрообладнання є актуальною науково-технічною задачею.

# 1. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОБУДОВИ СУЧАСНИХ ТЕРМІНАЛІВ ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

## 1.1 Огляд номенклатури відчизняного ринку терміналів

Термінал «АББ» являє собою один з базових пристроїв для розподільчих мереж та мереж з високою напругою та становить частину концепції PANORAMA, яка включає цілу низку однофункціональних пристроїв та багатофункціональні термінали, систему моніторингу станції SMS та систему управління станцією (SCS).

Пристрої в концепції PANORAMA доступні як одиночні реле/термінали або блоки у всій системі керування електричною мережею. З реєстрацією аварійних параметрів та вимірюванням вхідних аналогових сигналів - захисту з вихідним реле на відключення і сигналізацію, без функцій управління вимикачем.[1]

Для захисту вхідних і вихідних фідерів на розподільних підстанціях середньої напруги є універсальне багатофункціональне реле захисту фідера REF610.

Термінали «Siemens» розроблені для забезпечення таких функцій як: дистанційний захист; виявлення коливань потужності; захист від замикань на землю через великий перехідний опір, що дозволяє проводити як однофазні, так і трифазні відключення; визначення місця ушкодження (ВМУ); резервний максимальний струмовий захист (МСЗ); захист від включення на ушкодження; захист від підвищення/зниження напруги; пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ); контроль ланцюгів виміру; самоконтроль устрою; контроль вимірюваних параметрів; запис подій, у тому числі ушкоджень; запис осцилограм; статистика перемикань.

Різноманітність терміналів від МТЗ з витримкою часу, для застосування при середньому напрузі, до дистанційній захисту для надвисокої напруги (НВН). Всі термінали виконують функцію управління (частково за допомогою



графічного дисплея) і мають ряд можливостей, які мають відношення до зв'язку. [2]

Термінал ПМ РЗА «Діамант» ( відчизняний виробник) призначений для застосування в електромережах змінного струму з частотою 50 Гц як мікропроцесорний пристрій(МП) релейного захисту(РЗ), противарійної автоматики(ПА), реєстрації аварійних параметрів, діагностики та управління вимикачами. Може бути використаний на енергооб'єктах, що знаходяться в експлуатації або знову споруджуються, з напругою на шинах від 6 кВ до 750 кВ як окремий пристрій, так і в складі автоматичних систем керування (АСК) як підсистеми нижнього рівня.

Мікропроцесорний приладовий модуль РЗ, управління та ПА є багатофункціональним пристроєм, що поєднує різні функції захисту, автоматики, контролю, місцевого та дистанційного керування пристроями та полегшує проектувальникам та експлуатаційному персоналу перехід на нову техніку.

Термінали General Electric (GE) - захисні пристрої, розроблені для забезпечення високої продуктивності, захисту, управління та контролю фідерів, двигунів, трансформаторів та генераторів. Використовується для управління, захисту, контролю та проведення вимірювань.

Пристрій дозволяє працювати з динамічними однолінійними схемами, що конфігуруються, на шести (6) сторінках (максимум), для повноцінного управління розподільними пристроями, в т.ч. 3 автоматами захисту та 9 роз'єднувачами, включаючи блокування. На одній сторінці схеми розміщуються до 15 цифрових та вимірювальних елементів стану. Їх можна налагодити для відображення автоматів захисту, перемикачів, вимірювального обладнання та індикаторів стану.

Термінали «Schneider Electric» - захисні пристрої, які забезпечують комплексний захист мереж середньої напруги та високовольтних електричних мереж. Продукт компанії має гнучке модульне апаратне забезпечення, Підтримує протоколи Ethernet-зв'язку та відповідає вимогам кібербезпеки.

З огляду на реалізацію цілого ряду передових функцій: вбудованого дугового захисту, комплексної кібербезпеки, високої надійності, розширені можливості підключення (plug & play) і простота експлуатації дозволяють операторам мереж енергопостачання забезпечувати високий рівень захисту мереж середньої напруги з високими вимогами.

Термінали «РЕЛСіС» (відчизняний виробник) - мікропроцесорні пристрої з вільно програмованої логікою РЗЛ-05, в тому числі дистанційна і диференційний захист. Призначені для виконання функцій РЗА і управління двообмотковим й триобмотковим трансформатором. Логіка функціонування будується на базі бібліотеки стандартних функцій ANSI з використанням сучасних відкритих мов високого рівня.

Модульний принцип побудови конструкції дозволяє оптимізувати її відповідно до завдань, які потрібно вирішити. МП РЗА РЕЛСіС мають живлення від різних джерел, працюють в складних умовах експлуатації, в діапазоні температур від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ . [6]

Мікропроцесорні пристрої компанії «Імпульс» - термінали «ІмPR1» призначені для релейного захисту, автоматизації та управління систем генерації, передачі і розподілу електроенергії. [7]

Пристрої «ІмPR1» відрізняються різноманітністю виконань по номенклатурі і кількості аналогових і дискретних входів, вихідних реле, цифрових каналів зв'язку і, як наслідок, трьома варіантами конструктивної компоновки, відповідають вимогам стандарту МЕК 61850.

Апаратне забезпечення на базі однієї платформи і модульна конструкція пристрою «ІмPR1» дозволяють легко змінити його конфігурацію і підібрати оптимальний за функціональністю, ціною і габаритам виконання для кожного конкретного застосування. Комплект ЗПП мінімальний завдяки можливості заміни модулів.

Проаналізувавши ринок терміналів була створена табл. 1.1

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика терміналів

Назва	ABB	Siemens	Hartron	GE	Sneider	PELСiC	Імпульс
Кільк Вх/вих	5/8-10 /12	4/6-8/10	5/8-10 /12	4/6-8/10	5/8-10 /12	5/8-10 /12	4/6-8/10
Захист по частоті	6 ступен.	3 ступен.	9 ступен.	5 ступен.	6 ступен.	9 ступен.	5 ступен.
Синхр.	+	Відсут	+	+	+	+	Відсут
IRIG-B синхроні з.	+	Відсут	+	Відсут	+	+	Відсут
Порт USB	+	Відсут	Відсут	Відсут	Відсут	Відсут	Відсут
МТЗ	3 ступени	3 ступен.	6 ступен.	3 ступен.	6 ступен.	9 ступен.	3 ступен.
ТЗ зворот. послід.	3 ступен.	3 ступен.	4 ступен.	3 ступен.	6 ступен.	9 ступен.	4 ступен.
Захист Умін.	3 ступен.	2 ступен.	6 ступен.	3 ступен.	9 ступен.	9 ступен.	3 ступен.
Захист Умакс.	3 ступен.	2 ступен.	5 ступен.	3 ступен.	6 ступен.	9 ступен.	5 ступен.
Захист от U0	3 ступен.	1 ступен.	3 ступен.	2 ступен.	6 ступен.	9 ступен.	3 ступен.
УРОВ	1 ступен.	1 ступен.	3 ступен.	1 ступен.	3 ступен.	3 ступен.	1 ступен.
Захист от 33	+	Відсут	+	+	+	+	Відсут
МЕК 61850	+	Відсут	+	+	+	+	Відсут
Клавіши	+	Відсут	+	+	+	+	Відсут
Країна	Німеччина	Франція	Німеччина	Україна	США	Швейцарія	США
Ціна	\$5000	\$2000	\$7000	\$5000	\$10000	\$8000	\$7000

Аналіз таблиці 1.1 показує, що оптимальними являються термінали таких виробників: ABB, Siemens, General Electric .

Однак витрати на реалізацію систем захисту електрообладнання є доволі



витратними та існує імовірність наявності в такому обладнанні незадекларованих функцій.

Тому доцільно було б використовувати вітчизняних виробників захисного обладнання для експлуатації електроустановок («Hartron Inkor», «Імпульс», «РЕЛСіС»), звісно з урахуванням переваг імпорتنих терміналів: ABB, Siemens, General Electric.

## 1.2 Аналіз протоколів зв'язку в електроенергетиці

В даний час до основних областей застосування систем передачі даних можна віднести системи релейного захисту та автоматики (РЗА), диспетчерського і автоматизованого технологічного керування електроенергетичними об'єктами (АСТК), а також системи автоматизованого обліку енергоресурсів. В рамках цих систем вирішуються наступні завдання по передачі даних між локальними пристроями телемеханіки (ТМ), пристроями РЗА і центральної приймально-передавальної станцією (ЦППС); передача даних між об'єктом і диспетчерським центром та моніторинг систем обліку; передачі даних від приладів обліку в пристрої збору і передачі даних (ПЗПД); передача даних від ПЗПД на сервер.[8]

У частині систем РЗА можна відзначити наступне: незважаючи на те, що збір даних з пристроїв РЗА в АСТК в цифровому форматі став впроваджуватися з моменту появи цифрових пристроїв РЗА, зв'язку між пристроями, як і раніше організовуються аналоговими ланцюгами [15].

У РЗА системи передачі інформації можуть виконувати такі функції:

- передача дискретних сигналів; передача даних між пристроями РЗА і ЦППС.

Іншим важливим каналом передачі, загальним як для систем РЗА, так і для систем АСТК та обліку, є канал, по якому здійснюється передача вимірювань від вимірювальних трансформаторів струму і напруги. До останнього часу про

впровадження цифрових протоколів зв'язку на даному рівні не йшлося, проте, маючи на увазі появу протоколу для передачі миттєвих значень струму і напруги МЕК 61850-9-2, на проблемах цього інформаційного каналу також варто зупинитися [14].

### 1.2.1 Передача вимірювань від ТС та ТН

Передача сигналів від вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН) здійснюється по кабелях з мідними жилами змінного струму і напруги відповідно. Для даного способу характерні проблеми:

- велика розгалуженість та протяжність мідних кабелів, що призводить до необхідності застосування великого числа допоміжного обладнання (випробувальних блоків, клемників і т.д.) і, як наслідок, до підвищення вартості систем і складності монтажу і налагодження;
- схильність вимірювальних ланцюгів впливу електромагнітних завад;
- складність або неможливість контролю справності вимірювального каналу в темпі процесу, складність пошуку місця пошкодження;
- вплив опору вимірювальних ланцюгів на точність вимірювань і узгодження потужності ТТ / ТН з опором ланцюгів і навантаженням приймача [15].

### 1.2.2 Передача дискретних сигналів між пристроями

Передача дискретних сигналів між пристроями традиційно здійснюється подачею оперативного напруги за допомогою замикання вихідного реле одного пристрою на дискретний вхід іншого. Такий спосіб передачі інформації має такі недоліки. Наприклад, необхідна велика кількість контрольних кабелів, прокладених між шафами з апаратурою, пристрої повинні мати велике число дискретних входів і виходів, кількість переданих сигналів обмежується певною кількістю дискретних входів і виходів, відсутня можливість контролю зв'язку між пристроями, можливо помилкове спрацювання дискретного

входу пристрою при замиканні на землю в ланцюзі передачі сигналу, ланцюги схильні до впливу електромагнітних завад, складність розширення систем РЗА.

### 1.2.1 Передача даних між об'єктами по МЕК 61850

Передача даних між об'єктом і диспетчерським центром проводиться в цифровому форматі. Для таких цілей часто використовують протоколи МЕК 60870-101 / 104. Особливість реалізації таких систем зв'язку. Необхідність передачі інформації в протоколах диспетчерського управління, зазвичай, відрізняються від протоколів, що застосовуються на ПСПри відсутність однієї системи найменувань сигналів в межах об'єкта і в центрах управління мережами (ЦУС), що приводить до проблем налагодження і відстеження багатьох помилок. Необхідно окремо відзначити велику кількість фірмових протоколів. На рис. 2.1 представлена принципова схема організації передачі інформації. У підсумку це веде до складності системи і різних проблем при розширенні і експлуатації [15].



Рисунок 1.1 - Принципова схема організації передачі даних



### 1.2.2 Протокол Modbus

Modbus - комунікаційний протокол, заснований на клієнт-серверній архітектурі. Розроблений фірмою Modicon для використання в контролерах з програмованою логікою (PLC).

Протокол Modbus застосовується для передачі даних по каналах зв'язку RS-232, RS-485, RS-433, і по мережі TCP / IP (Modbus TCP).

Стандарт Modbus складається з трьох частин. Перша частина описує прикладний рівень протоколу, другий специфікацію каналного і фізичного рівнів, і третій специфікацію ADU для транспорту через стек TCP / IP. Одним з переваг Modbus є відсутність необхідності в спеціальних інтерфейсних контролерів (Profibus і CAN вимагають для своєї реалізації замовні мікросхеми), простота програмної реалізації і елегантність принципів функціонування.

Modbus має високу достовірність передачі даних, пов'язану із застосуванням надійного методу контролю помилок. Modbus дозволяє уніфікувати команди обміну завдяки стандартизації номерів (адрес) регістрів і функцій їх читання-запису.

Все це знижує витрати на освоєння стандарту як системними інтеграторами, так і розробниками контролерних обладнання.

#### Протокол МЕК 60870-5-101/103/104

МЕК 60870-5-101 – протокол телемеханіки, призначений для передачі сигналів ТМ в АСТУ. Він також побудований на архітектурі «клієнт-сервер» і призначений для передачі даних по послідовним лініях зв'язку RS-232/485 [15].

Протокол МЕК 60870-5-104 є розширенням протоколу 101 і регламентує використання мережевого доступу по протоколу TCP / IP.

Стандарти МЕК 60870-5-101 / 104 не мають на увазі наявність семантичної моделі даних [15].

Протокол МЕК 60870-5-103 призначений для забезпечення можливості

інтеграції в систему управління енергооб'єкта пристроїв РЗА. На відміну від стандартів МЕК 60870-5-101 / 104, він визначає семантику для фіксованого набору даних, що формуються пристроями РЗА.

Одним з основних недоліків протоколу МЕК 60870-5-103 є відносно невисока швидкість передачі даних [15].

Протоколи МЕК 60870-5-101 / 103/104 забезпечують досить високу функціональність при вирішенні задач телеуправління, телесигналізації і телевимірювань, інтеграції даних пристроїв в системи управління [15].

В основу протоколів, як і в попередньому випадку, покладено обмін таблицями сигналів, причому типи даних, якими здійснюється обмін, жорстко фіксовані.

В цілому протоколи добре підходять для вирішення описаного вище спектра завдань, проте мають ряд недоліків:

- передача даних здійснюється в два етапи: призначення індексованих комунікаційних об'єктів на прикладні об'єкти, призначення прикладних об'єктів на змінні в прикладній базі даних або програмі. Таким чином, відсутня семантична зв'язок (повністю або частково) між переданими даними і об'єктами даних прикладних функцій протоколи не передбачають можливість передачі сигналів реального часу. [15]

При цьому під сигналами реального часу розуміються дані, які повинні передаватися в темпі процесу з мінімально можливими витримками часу, до яких відносяться, наприклад, команди відключення, передача миттєвих значень струмів і напруг від вимірювальних трансформаторів.

При передачі таких сигналів затримки в каналі зв'язку є критичними. Відзначимо, що даний пункт не пов'язаний з можливістю синхронізації пристроїв з єдиним сервером часу, а стосується саме питань швидкості передачі даних між пристроями [15].

### 1.2.3 Протокол DNP3

Даний стандарт отримав мале поширення, хоча деякі пристрої автоматизації все ж використовують його. На даний момент він затверджений як стандарт IEEE-1815. Протокол DNP3 також підтримує послідовні лінії зв'язку RS-485/232, і мережі TCP / IP. Протокол описує 3 рівня моделі OSI: фізичний, прикладної і канальний. Відмінною рисою є можливість передачі інформації, як між відомими пристроями, так і від ведучого пристрою до веденого. Протокол DNP3 підтримує спорадичну передачу даних від відомих пристроїв [15].

В основі передачі даних закладений, принцип передачі таблиці значень.

Відмінністю протоколу DNP3 від розглянутих вище є об'єктне опис моделі даних і незалежність об'єктів даних від посилаються повідомлень. Для того щоб описати структуру даних в DNP3 використовується XML - опис інформаційної моделі [15].

З представленого аналізу випливає, що існуючі протоколи зв'язку досить успішно дозволяють реалізовувати завдання диспетчеризації, об'єднання даних в системи управління, хоча і не дозволяють реалізовувати функції реального часу. До них відносяться передача дискретних сигналів між пристроями РЗА, передача миттєвих значень напруг і струмів [15].

Порівняльний аналіз протоколів передачі даних показаний в таблиці 2.1.

Таблиця 1.2 – Протоколи передачі даних

Параметр	Протокол		
	Modbus	MEK-101/103/104	DNP3
Лінія зв'язку	RS-485/422/232 TCP/IP (Modbus TCP)	RS-485/422/232 TCP/IP (104)	RS-485/422/232 TCP/IP
Архітектура	«Клієнт – сервер»	«Клієнт – сервер»	«Клієнт – сервер»
Принцип передачі даних	Обмін індексованими точками даних		



Спорадична передача даних	Ні	Ні Базовая (103)	Так
Передача даних в режимі реального часу	Ні	Ні	Ні

Велика кількість фірмових протоколів призводить до ускладнення процесу об'єднання пристроїв в єдину систему.

Протоколи повинні підтримуватися ЦППС і контролером, що в свою чергу вимагає реалізації підтримки великої кількості протоколів в ЦППС і УСО одночасно і веде до подорожчання устаткування.

Для об'єднання пристроїв по фірмовим протоколам потрібна висока кваліфікація налагоджувального персоналу в роботі з кожним з них.

При передачі даних застосовують велику кількість послідовних інтерфейсів, що накладає обмеження на швидкість передачі інформації, кількість пристроїв і обсяг переданих даних, що одночасно працюють в інформаційній мережі.

Передача важливих команд управління, таких як оперативні блокування команди відключення вимикачів від релейного захисту та автоматики, і оцифрованих миттєвих значень напруг і струмів неможлива в цифровому форматі в зв'язку з непридатністю існуючих протоколів зв'язку для передачі подібної інформації.

Слід враховувати, що існуючі протоколи зв'язку не пред'являють вимог до формального опису конфігурацій протоколів і переданих сигналів, тому проектна документація на системи АСТУ містить лише опис сигналів на жорстких носіях [15].

### 1.3 Аналіз протоколів MEK 61850

#### 1.3.1 Основні положення при створенні MEK 61850:

В основі стандарту лежать три положення:

1) Він повинен бути технологічно незалежним, тобто незалежно від технологічного прогресу стандарт може бути піддано мінімальних змін.

2) Він повинен бути гнучким, тобто допускати рішення різних завдань з використанням одних і тих же стандартизованих механізмів.

3) Він повинен бути розширюваним.

Відповідаючи поставленим вимогам, стандарт дозволяє відповідати мінливих потреб електроенергетики і використовувати останні досягнення в області комп'ютерних, комунікаційних і вимірювальних технологій [15].

Відзначимо основні особливості стандарту:

- визначає не тільки те, як повинен здійснюватися обмін інформацією, а й те, якою інформацією повинен здійснюватися обмін. Стандарт описує абстрактні моделі обладнання об'єкта і виконуваних функцій. Інформаційна модель, що лежить в основі стандарту, представляється у вигляді класів об'єктів даних, атрибутів даних, абстрактних сервісів і опису взаємозв'язків між ними та визначає процес проектування і налагодження систем;

- визначає мову опису конфігурації системи (System Configuration description Language - SCL). Дана мова забезпечує можливість обміну інформацією про конфігурацію пристроїв в стандартизованому форматі між програмним забезпеченням різних фірм-виробників;

- описує методики випробувань і приймання обладнання. Працюючи з MEK 61850, необхідно розуміти, що стандарт:

- не описує конкретні методики впровадження, комунікаційні архітектури або вимоги до окремих товарів;

- Чи не стандартизує функціональність і алгоритми пристроїв;

- сфокусований на описі функціональних можливостей первинного та вторинного устаткування, функцій захисту, управління і автоматизації,

видимих ззовні [15].

До недоліків стандарту часто відносять неконкретність опису вимог і занадто велику свободу при реалізації, що, на думку розробників, якраз є одним з його головних достоїнств.

#### 1.4.2 Структура та зміст стандарту серії MEK 61850

Опубліковані та плановані до публікації стандарти серії MEK 61850 мають такі заголовки і зміст:

1) MEK 61850-1 Введення і огляд; 2) MEK 61850-2 Словник термінів;  
3) MEK 61850-3 Загальні вимоги; 4) MEK 61850-4 Управління системою і проектом; 5) MEK 61850-6 Мова опису конфігурації для зв'язку між інтелектуальними електронними пристроями на електричних підстанціях;  
6) MEK 61850-7 Базова структура зв'язку для підстанцій та лінійного обладнання. Принципи і моделі; 7) MEK 61850-8 Специфічне відображення сервісу зв'язку; 8) MEK 61850-9-2 Відображення конкретних комунікаційних послуг (SCSM) 9) MEK 61850-10 Перевірка (тестування) відповідності. [11].

#### 1.4.3 Огляд стандарту MEK 61850

MEK 61850 - це глобальний комунікаційний стандарт, сфера дії якого, згідно з планами Міжнародної електротехнічної комісії, буде розширена за рамки електроенергетики. Стандарт MEK 61850

«Комунікаційні мережі і системи для систем автоматизації в електроенергетиці» має цілий ряд розділів, в яких описуються 3 протоколи передачі даних, а також вимоги до інформаційної моделі, яка повинна бути реалізована в пристроях, до мови конфігурації і процесу інжинірингу систем [16].



Відповідно до вимог кожна фізична пристрій повинен містити в собі логічний сервер, в рамках якого закладена ієрархічна модель, що включає одне або кілька логічних пристроїв, в яких містяться логічні вузли. Кожен логічний вузол в свою чергу включає в себе елементи і атрибути даних (рис. 2.2) [16].



Рисунок 1.2 - Ієрархічна інформаційна модель

Логічні вузли - це стандартизоване опис комунікаційного інтерфейсу різних функцій пристроїв. Наприклад, функції МТЗ в релейного захисту (РЗА) відповідає логічний вузол РТОС. У логічному вузлі містяться різні елементи даних, наприклад елемент str, що забезпечує сигналізацію пуску захисту. Атрибутами елемента str будуть такі поля, як general (загальний пуск), phsA (пуск по фазі А) та інші [16].

Як вже було сказано, стандарт МЕК 61850 пропонує використання трьох протоколів передачі даних (рис. 1.3):

- MMS (Manufacturing Message Specification - стандарт ISO / IEC 9506) - протокол передачі даних реального часу і команд диспетчерського управління між мережевими пристроями і / або програмними додатками;

- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event - стандарт МЕК 61850-8-1) - протокол передачі даних про події на підстанції. Фактично даний протокол

служить для заміни мідних кабельних зв'язків, призначених для передачі дискретних сигналів між пристроями;

- SV (Sampled Values - стандарт МЭК 61850-9-2) - протокол передачі оцифрованих миттєвих значень від вимірювальних трансформаторів струму і напруги (ТТ і ТН). Даний протокол дозволяє замінити ланцюг змінного струму ,з'єднуючий пристрої РЗА с ТС и ТН.

#### 1.4.4 Протокол MMS

Завдання протоколу MMS. Протокол MMS визначає:

- набір стандартних об'єктів для здійснення над ними операцій, які повинні існувати в пристрої (наприклад, читання і запис змінних, сигналізація про події і т.д.);
- набір стандартних повідомлень, якими здійснюється обмін між клієнтом і сервером для операцій управління;
- набір протоколів (правила обміну повідомленнями між пристроями).

Таким чином, MMS не визначає прикладних сервісів, які визначені стандартом МЭК 61850. Крім того, протокол MMS сам по собі не є комунікаційним протоколом, він лише визначає повідомлення, які повинні передаватися по певній мережі.

В якості комунікаційного протоколу в MMS використовується стек TCP / IP. Загальна структура застосування протоколу MMS для реалізації сервісів передачі даних відповідно до МЭК 61850 представлена на рис.2.7 [20].

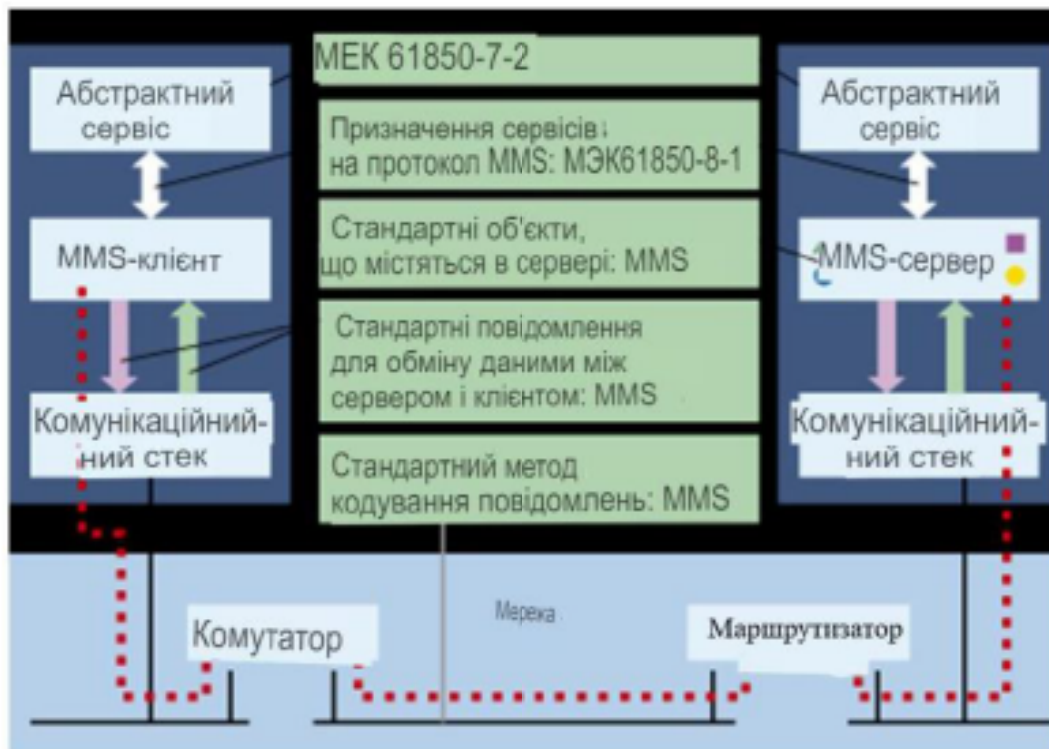


Рисунок 1.3 -Діаграма передачі даних по протоколу MMS

Як уже сказано вище, обрана, досить складна на перший погляд система в кінцевому рахунку дозволяє, з одного боку, забезпечити незмінність абстрактних моделей (а отже, незмінність стандарту і його вимог), а з іншого - використовувати сучасні комунікаційні технології на базі IP-протоколу .[20].

Виконання прикладних задач збору даних. Основне призначення протоколу MMS - реалізація функцій АСУ ТП, тобто збір даних телесигналізації і телевимірювань, а також передача команд телеуправління.

Для цілей збору інформації протокол MMS надає дві основні можливості:

- збір даних з використанням періодичного опитування сервера клієнтом;
- передача даних клієнта сервером у вигляді звітів (спорадично).

Обидва ці способи затребувані при налагодженні і експлуатації системи АСУ ТП. Для визначення областей їх застосування докладніше розглянемо механізми роботи кожного (рис. 2.8) [20].



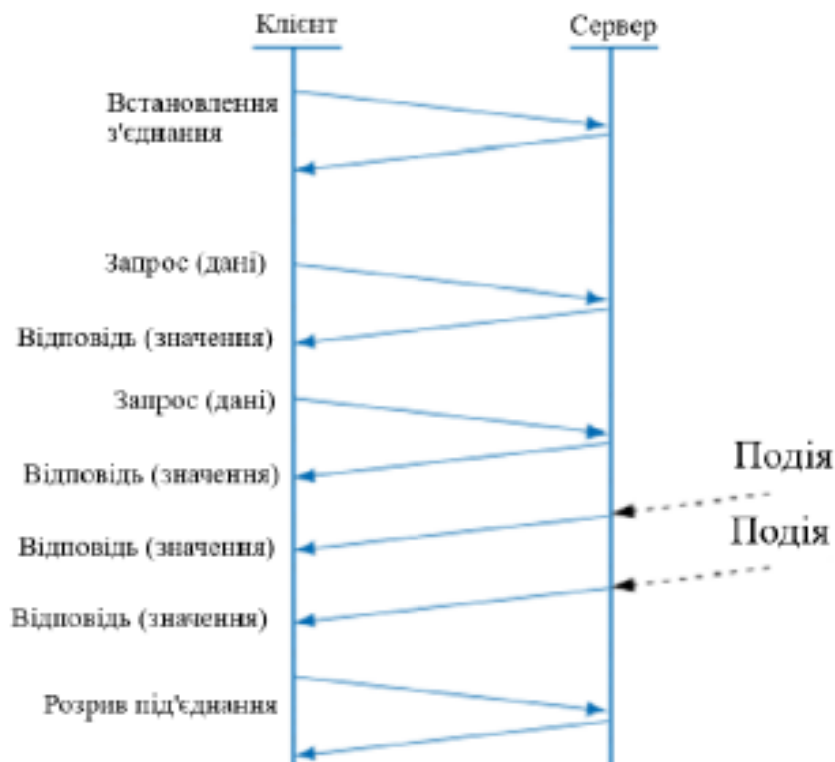


Рисунок 1.4 - Механізм передачі даних клієнт–сервер

#### 1.4.5 Протокол GOOSE

Протокол GOOSE, описаний главою МЭК 61850-8-1, є одним з найбільш широко відомих протоколів, передбачених стандартом МЭК 61850. Дослівно розшифровку аббревіатури GOOSE - Generic Object- Oriented Substation Event - можна перевести як «загальне об'єктно орієнтоване подія на підстанції». Однак на практиці не варто надавати великого значення оригінальною назвою, оскільки воно не дає жодного уявлення про самого протоколі. Набагато зручніше розуміти протокол GOOSE як сервіс, призначений для обміну сигналами між РЗА в цифровому вигляді [21].

Формування GOOSE-повідомлень. Набори даних Dataset використовуються для групування даних, які будуть відправляти з використанням механізму GOOSE-повідомлення. Надалі в блоці управління відправкою GOOSE вказується посилання на створений набір даних. В такому випадку пристрій

знає, які саме дані відправляти.

Рухаючись пакет GOOSE-повідомлення містить всі поточні значення атрибутів даних, внесених в набір даних. При зміні будь-якого з значень атрибутів пристрій моментально ініціює посліду новий GOOSE-повідомлення з оновленими даними (рис. 2.10).



Рисунок 1.5 - Принцип передачі GOOSE – повідомлень

За своїм призначенням GOOSE-повідомлення покликане замінити передачу дискретних сигналів по мережі оперативного струму. Розглянемо, які вимоги при цьому пред'являються до протоколу передачі даних [21].

Пристрій-відправник передає по мережі Ethernet інформацію в широкомовному діапазоні. У повідомленні присутній адреса відправника та адреси, за якими здійснюється його передача, а також значення сигналу (наприклад «0» або «1»). Пристрій-одержувач отримує повідомлення, а всі інші пристрої його проігнорують. Оскільки передача GOOSE-повідомлень здійснюється в широкомовному діапазоні, тобто декільком адресатам, підтвердження факту отримання адресатами повідомлення відсутня. З цієї причини передача GOOSE-повідомлень в сталому режимі проводиться з певною періодичністю [24].

При настанні нової події в системі (наприклад, КЗ і, як наслідок, пуску вимірювальних органів захисту) починається спонтанна передача повідомлення через що збільшуються інтервали часу (наприклад, 1 мс, 2 мс, 4

мс і т.д.). Інтервали часу між переданими повідомленнями збільшуються, поки не буде досягнуто граничне значення, яке визначається користувачем (наприклад, 50 мс). Далі, до моменту настання нової події в системі, передача буде здійснюватися саме з таким періодом. Зазначене проілюстровано на малюнку 2.10 [24].

Технологія повторної передачі не тільки гарантує отримання адресатом повідомлення, але також забезпечує контроль справності лінії зв'язку і пристроїв - будь-які несправності будуть виявлені після закінчення максимального періоду передачі GOOSE-повідомлень (з точки зору експлуатації практично миттєво). [24].

Ще однією особливістю передачі GOOSE-повідомлень є використання функцій установки пріоритетності передачі телеграм (priority tagging) стандарту Ethernet IEEE 802.3u, які не використовуються в інших протоколах, в тому числі рівня TCP / IP. Тобто GOOSE-повідомлення йдуть в обхід «нормальних» телеграм з більш високим пріоритетом [24].

Однак стандарт MEK 61850 декларує передачу не тільки дискретної інформації між терміналами РЗА, але і аналогової. Це означає, що в майбутньому буде існувати можливість передачі аналогової інформації від ТТ і ТН по цифрових каналах зв'язку. Для того щоб використовувати GOOSE-повідомлення для передачі дискретних сигналів між терміналами РЗА необхідна достатня надійність і швидкодію передачі. [24].

У всіх пристроях РЗА здійснюється постійний контроль можливості проходження кожного сигналу. Це дозволяє автоматично визначити не тільки відмови цифрового зв'язку, а й помилки параметрування терміналів.

Використовуючи для передачі дискретних сигналів GOOSE-повідомлення необхідно звертати увагу на ту обставину, що при використанні апаратури деяких виробників, в разі відмови лінії зв'язку, значення сигналу, що передається може залишатися таким, яким воно було отримано в момент прийому останнього повідомлення. Однак при відмові зв'язку бувають випадки, коли сигнал повинен приймати певне значення. [24].





Рисунок 1.6 - Схема передачі GOOSE-повідомлень

#### 1.4.6 - Доставка повідомлень і контроль стану каналу

Передача повідомлень декільком адресатам в режимі Multicast, а також вимоги до високої швидкості передачі даних не дозволяють реалізувати при передачі GOOSE-повідомлень отримання підтверджень про доставку від одержувачів. Процедура відправки даних, формування отримують пристроєм підтвердження, прийом і обробка його пристроєм-відправником і подальша повторна відправка в разі невдалої спроби зайняли б занадто багато часу, що могло б призвести до надмірно великих затримок при передачі критичних сигналів [21].

По-перше, в умовах відсутності змін в переданих атрибутах даних пакети з GOOSE-повідомленнями передаються циклічно через встановлений користувачем інтервал (рис. 2.16а). Циклічна передача GOOSE-повідомлень дозволяє постійно діагностувати інформаційну мережу. Пристрій, налаштован на прийом повідомлення, очікує його приходу через заданий інтервал часу. У разі якщо повідомлення не прийшло, приймаючий пристрій може сформувати сигнал про несправності в інформаційній мережі, сповіщаючи диспетчера про виниклі неполадки [21].

По-друге, при зміні одного з атрибутів переданого набору даних, незалежно від того, скільки часу пройшло з моменту відправки попереднього

повідомлення, формується новий пакет, який містить оновлені дані. Після чого відправка цього пакета повторюється кілька разів з мінімальною витримкою часу (рис.1.10), а інтервал між повідомленнями (в разі відсутності змін в переданих даних) знову збільшується до максимального [21].

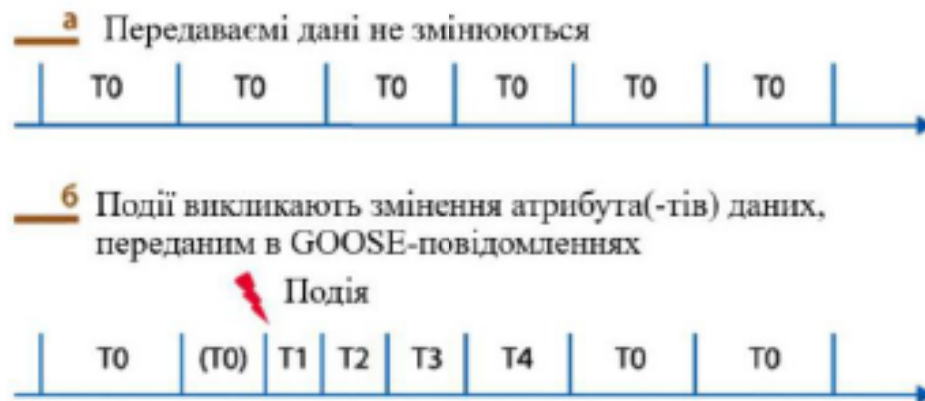


Рисунок 1.7 - Інтервал між GOOSE повідомлень

Нарешті, по-третє, в посилці GOOSE, крім значення дискретного сигналу, є ознака якості, яка ідентифікує апаратну відмову пристрою-джерела інформації, знаходження пристрою-джерела інформації в режимі тестування. Таким чином, трансивер, перш ніж обробити отримані дані згідно з передбаченими алгоритмами, має виконати перевірку цієї ознаки якості. Це може попередити невірну роботу пристроїв-приймачів інформації (наприклад, їх помилкову роботу) [21].

## 1.5 Аналіз протоколів передачі миттєвих значень струму та напруги.

### 1.4.2 Шина процесу та протокол MEK 61850-9-2

Використання протоколу MEK 61850-9-2 нерозривно пов'язане з терміном «шина процесу» (від англ. «Process Bus»). Шиною процесу по MEK 61850-1 називається комунікаційна шина даних, до якої підключені пристрої

польового рівня підстанції. Таким чином, в загальному випадку до шини процесу можуть бути підключені не тільки вимірювальні перетворювачі, але також вимикачі, роз'єднувачі і інше обладнання. Однак саме передача миттєвих значень від вимірювальних трансформаторів виробляє найбільше навантаження на інформаційну мережу «шини процесу» [22].

У традиційній схемі підключення пристроїв РЗА ланцюга від вимірювальних трансформаторів струму і напруги, що знаходяться на ВРП або в КРПЕ, прокладаються до терміналів РЗА, розміщених в ОПУ рис. 1.8-1.10.

Традиційна схема підключення пристрою РЗА до ТС и ТН та традиційна схема підключення пристроїв РЗА до ланцюгів напруги. Рис 1.10

Використання концепції шини процесу передбачає, що всі сигнали, включаючи миттєві значення струмів і напруг, оцифровуються безпосередньо в апараті і передаються пристроїв РЗА в вигляді цифрового потоку даних з інформаційної мережі – шиною процесу

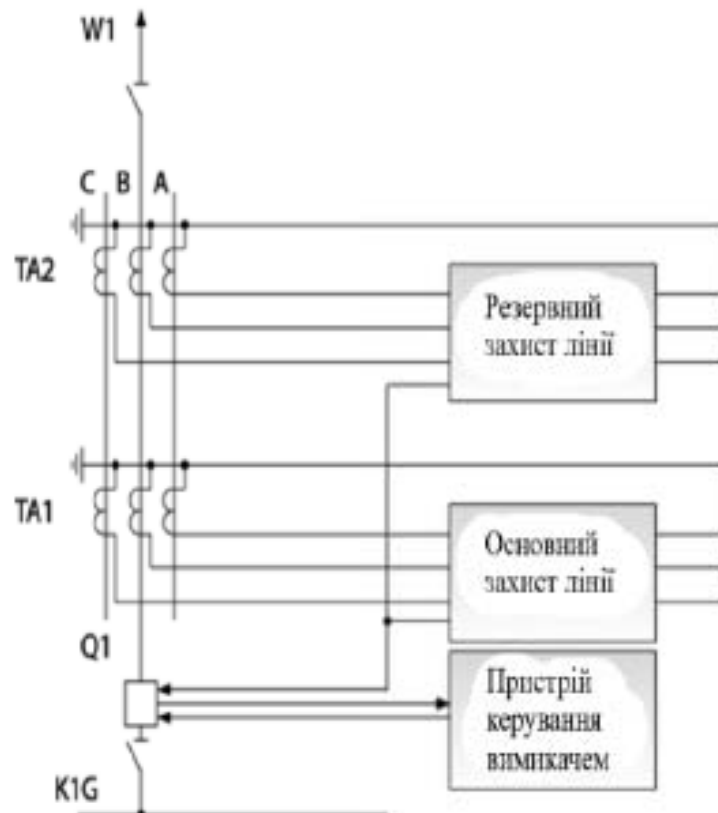


Рисунок 1.8 – Схема підключення традиційних ТС та ТН



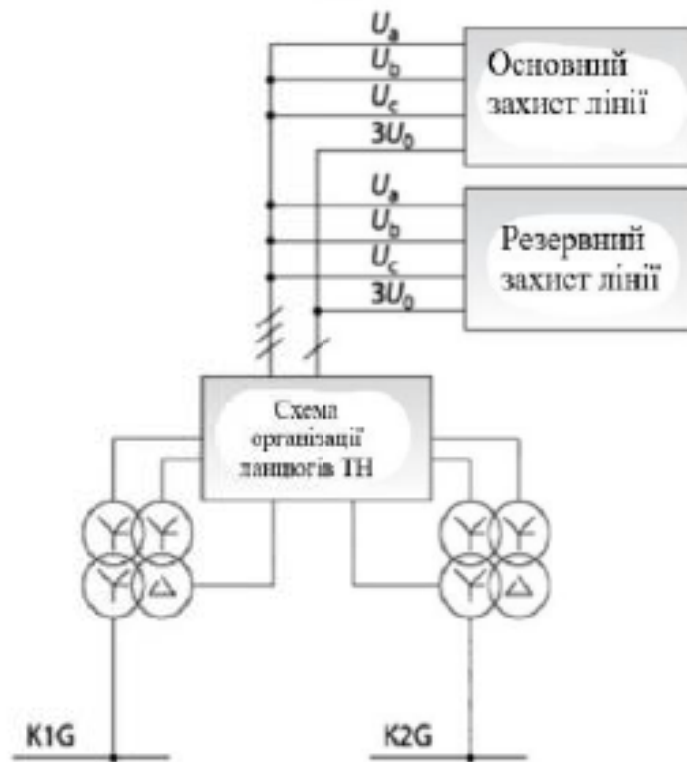


Рисунок 1.9 – Передача даних по шині процесу

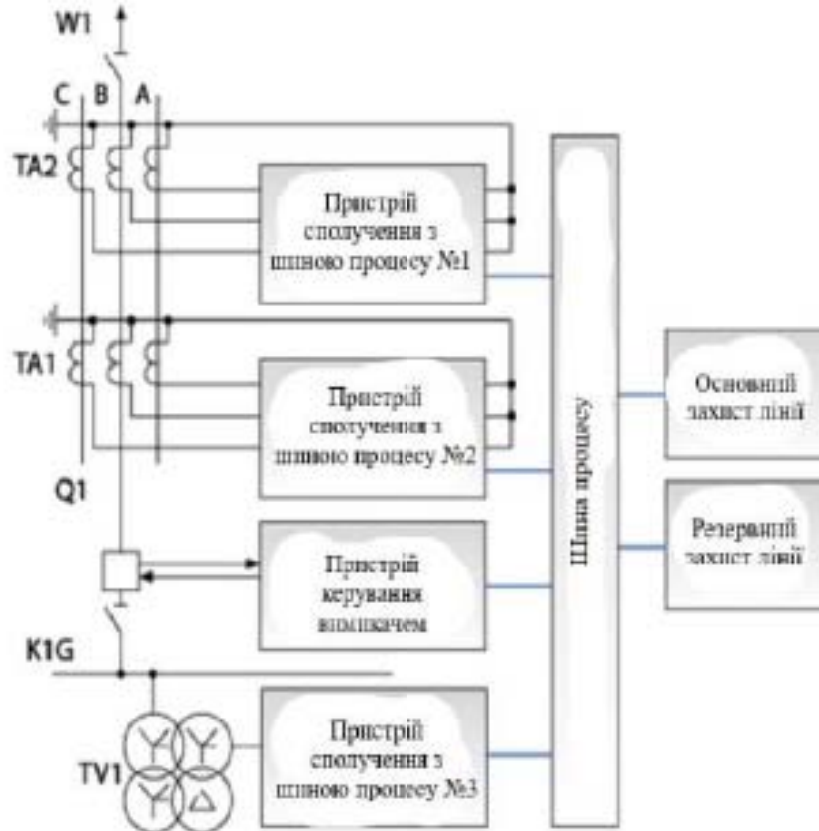


Рисунок 1.10 – Передача даних по шині процесу

Як і в випадку з іншими протоколами основні концептуальні положення сервісу передачі миттєвих значень описані главою МЕК 61850-7-2.

Охарактеризуємо передачу миттєвих значень струму і напруги з точки зору вимог, що пред'являються при передачі даних:

- вимагається передача даних з високою частотою, що веде до появи великих обсягів інформації, що передаються по мережі. Причому, повинна бути забезпечена можливість вибору різних частот, наприклад, менша частота в разі використання для цілей релейного захисту та велика частота для цілей контролю якості електричної енергії;

- необхідно забезпечити мінімальну затримку при передачі даних по мережі шини станції, так як ця затримка в кінцевому рахунку буде впливати на швидкодію пристроїв РЗА;

- вимірювання, одержувані з різних джерел одним приймачем (наприклад, значення струму і напруги від різних пристроїв сполучення), повинні бути синхронізовані за часом. В іншому випадку можлива некоректна робота пристроїв РЗА;

- вимагається забезпечити можливість виявлення втрат і спотворень даних при передачі даних з метою виключення можливих зайвих і помилкових спрацьовувань РЗА, а також сигналізації в разі відмови каналу зв'язку або пристрою сполучення; Один потік даних може бути затребуваний різними пристроями (наприклад, дані про напругу на шинах від пристрою сполучення ТН), тому повинна бути забезпечена можливість многоадресної передачі даних.

Потрібна гнучкість при формуванні даних, оскільки вимірювання можуть надходити як з групи трифазних трансформаторів струму або напруги, так і з комбінованих вимірювальних перетворювачів [22].

Проведений аналіз показує, що сучасні пропозиції рішень конфігурації терміналів відповідають новітнім стандартам.

Існуючі протоколи зв'язку реалізують завдання диспетчерського управління та інтеграції даних в системи управління, проте вони не дозволяють

реалізувати функції реального часу як протокол MEK 61850 (такі як передача дискретних сигналів між пристроями РЗА, передача миттєвих значень струмів і напруг).

Велика кількість пропрієтарних протоколів призводить до ускладнення процесу інтеграції пристроїв в єдину систему. Переприсначення сигналів з пропрієтарних протоколів в загальнопромислові і назад часто призводить до втрати інформації.

При передачі даних як і раніше застосовується велика кількість послідовних інтерфейсів, що накладає обмеження на швидкість передачі даних, обсяг переданих даних і кількість пристроїв, одночасно включених в інформаційну мережу. Передача відповідальних команд управління (команди відключення вимикачів від РЗА, оперативні блокування і т.п.) і оцифрованих миттєвих значень струмів і напруг неможлива в цифровому форматі в силу непридатності існуючих протоколів зв'язку для передачі подібного роду інформації.

Стандарт MEK 61850 надає можливість цифрового обміну інформацією між вимірювальними перетворювачами і терміналами захисту. ЦВП і Merging Unit, є частиною цифрової підстанції, періодично оцифровує аналогові сигнали і передають в шину процесу у вигляді пакетів, що забезпечують маркування та цілісність даних при передачі.

Шина процесу являє собою комунікаційну мережу, що зв'язує джерела даних і пристрої-передплатники. МП термінали приймають цифрові пакети і виділяють потрібну інформацію про токах і напруженях.

Передача відліків миттєвих значень струмів і напруг потрібно для виконання всього діапазону функцій РЗА. Таким чином, пристрої РЗА, підключені до шини процесу, спостерігають електричні процеси у вигляді дискретизованого сигналів струмів і напруг аналогічно тому, як АЦП здійснювалося безпосередньо в терміналі.

Таким чином, метою магістерської роботи є дослідження методів



перетворення даних у терміналах. Для реалізації цієї мети необхідно вирішити наступні завдання:

- аналіз особливостей сучасних терміналів;
- дослідження методів перетворення даних в умовах невизначеності;
- розробка схеми бездротового датчику струму та напруги;
- дослідження бездротового датчику струму та напруги;
- розробка друкованої плати бездротового датчику.

## 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ОБРОБКИ ІНФОРМАЦІЇ В ПРИСТРОЯХ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

### 2.1 Аналіз обробка даних

Інноваційна концепція розвитку електроенергетики передбачає створення підстанцій, заснованих на інтегрованих цифрових системах вимірювання параметрів електроенергії, управління високовольтним обладнанням та релейного захисту [31-36]. Такі підстанції називаються цифровими [38]. Пілотні проекти цифрових підстанцій реалізуються у Україні [39-43] і там [44].

Відповідно до міжнародного стандарту IEC 61850 цифрова підстанція має три рівні управління (рис. 2.1):

1) Польовий рівень, що включає високовольтне обладнання (силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі та ін.) з вбудованими мікропроцесорними системами діагностики, вимірювальні трансформатори струму та напруги, пристрої сполучення з шиною процесу (об'єднуючі пристрої або Merging Unit) та шиною станції (виносні модулі USO), шину процесу та інше обладнання, показане на рис. 2.1. Під шиною процесу мають на увазі єдину інформаційну мережу, що з'єднує первинне вимірювальне обладнання підстанції та підстанційні автоматизовані системи. Інформаційний обмін по шині процесу здійснюється відповідно до стандарту IEC 61850-9.2. По шині процесу безперервно передаються дані, що описують форми кривих струму та напруги різних приєднань у реальному часі.

2) Рівень приєднання, що включає термінали релейного захисту та автоматики, протиаварійну автоматику, пристрої визначення якості електроенергії, комерційного обліку електроенергії, телемеханіки, визначення місць пошкоджень та інші пристрої підстанційних автоматизованих систем.

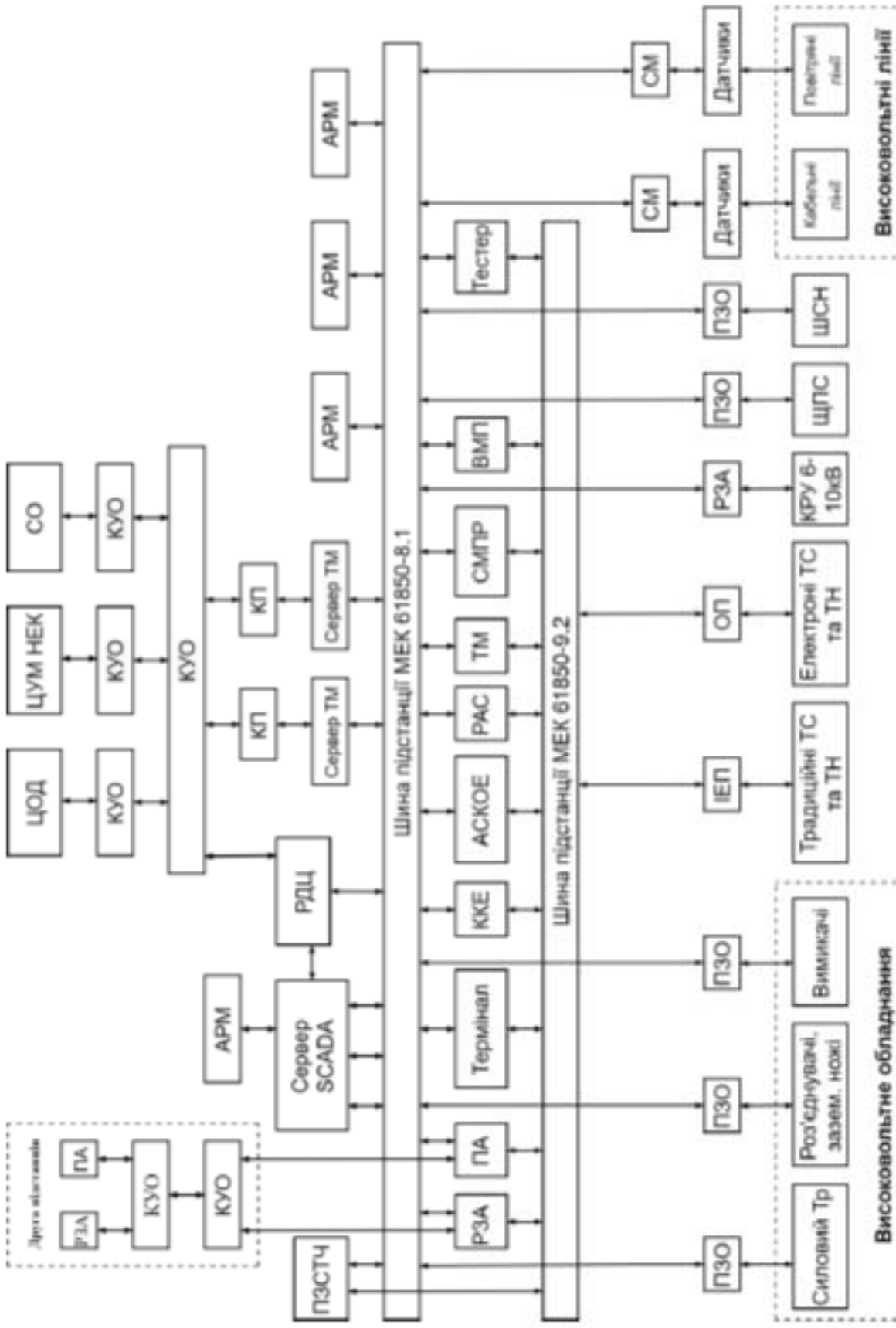


Рисунок 2.1 – Структурная схема цифровой подстанции



3) Рівень підстанції, що включає автоматизовану систему управління технологічним процесом та шини станції. Інформація про положення комутаційного обладнання, стан підстанційного обладнання, його параметри та керуючі команди (дискретна інформація) передаються за допомогою GOOSE-повідомлень по шині станції відповідно до стандарту IEC 61850-8.1. Дискретна інформація про роботу обладнання збирається за допомогою виносних модулів УСО, встановлених у безпосередній близькості від високовольтного обладнання. Управління комутаційними апаратами також здійснюється з допомогою виносних модулів УСО.

Позначення рис. 2.1: ПЗО – пристрій зв'язку з об'єктом; ІОП - вимірювальний об'єднуючий пристрій; ОП - об'єднує пристрій; СМ – система моніторингу; РЗА - релейний захист та автоматика; ПА – протиаварійна автоматика; КЯЕ – контроль якості електроенергії; АСКОЕ

- Автоматизована система комерційного обліку електроенергії; РАП - реєстрація аварійних подій; ТМ – телемеханіка; СМІР – система моніторингу перехідних режимів; ВМП - визначення місць пошкоджень; АРМ

- Автоматизоване робоче місце; СЗІПІ - система збору та передачі технологічної інформації. З метою зменшення загальної кількості пристроїв рівня приєднання компанія «ЛІСІС» запропонувала гібридну систему вимірювання, управління та релейного захисту на цифровій підстанції на базі програмного забезпечення iSAS [24], коли основні функції виконуються централізованим пристроєм, а найбільш відповідальні та критичні функції резервуються окремими пристроями. При цьому програмне забезпечення модульної архітектури iSAS дозволяє реалізовувати повний спектр архітектурних рішень від повної централізації функцій систем вимірювання, управління та релейного захисту в одній серверній системі (рис. 2.2) до розподілу всіх функцій за окремими пристроями (рис. 2.1). Принциповою відмінністю цифрової підстанції від традиційної є використання цифрових уніфікованих інтерфейсів збору та обміну інформацією замість аналогової, що

зумовлює такі особливості цифрової підстанції [45,46]:

1) Скорочення кабельного господарства підстанції, розташування перетворювачів аналогових сигналів у цифрові в безпосередній близькості до первинного обладнання.

2) Спрощення мікропроцесорних пристроїв (за рахунок виключення трактів введення аналогових сигналів) та їх взаємозамінності.

3) Підвищення електромагнітної сумісності мікропроцесорних пристроїв та вторинних ланцюгів завдяки переходу на оптичні канали передачі інформації, що сприяє скороченню похибки вимірювання струму та напруги та унеможливорює винесення високого потенціалу з місця короткого замикання на щит управління по вторинних ланцюгах.

4) Підвищення контролю та діагностики обладнання та каналів збору, передачі інформації та управління.

5) Скорочення обслуговуючого персоналу підстанції.

6) Можливість підключення великої кількості пристроїв, що використовують первинну інформацію про струми та напруги. Використання цифрової технології передачі даних дозволяє вирішити проблему зменшення точності вимірювання при підключенні нових споживачів даних до вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

7) Зменшення витрат на проектування, монтаж та пусконаладження та ін. Важливе місце як на традиційній, так і на цифровій підстанції займають вимірювальні трансформатори струму та напруги, що передають первинні дані, на яких засноване управління обладнанням та режимами роботи підстанції.

На рисунку 2.3 показана схема з використанням бездротових датчиків(БДД) та безпроводного інтерфейсу (БП)

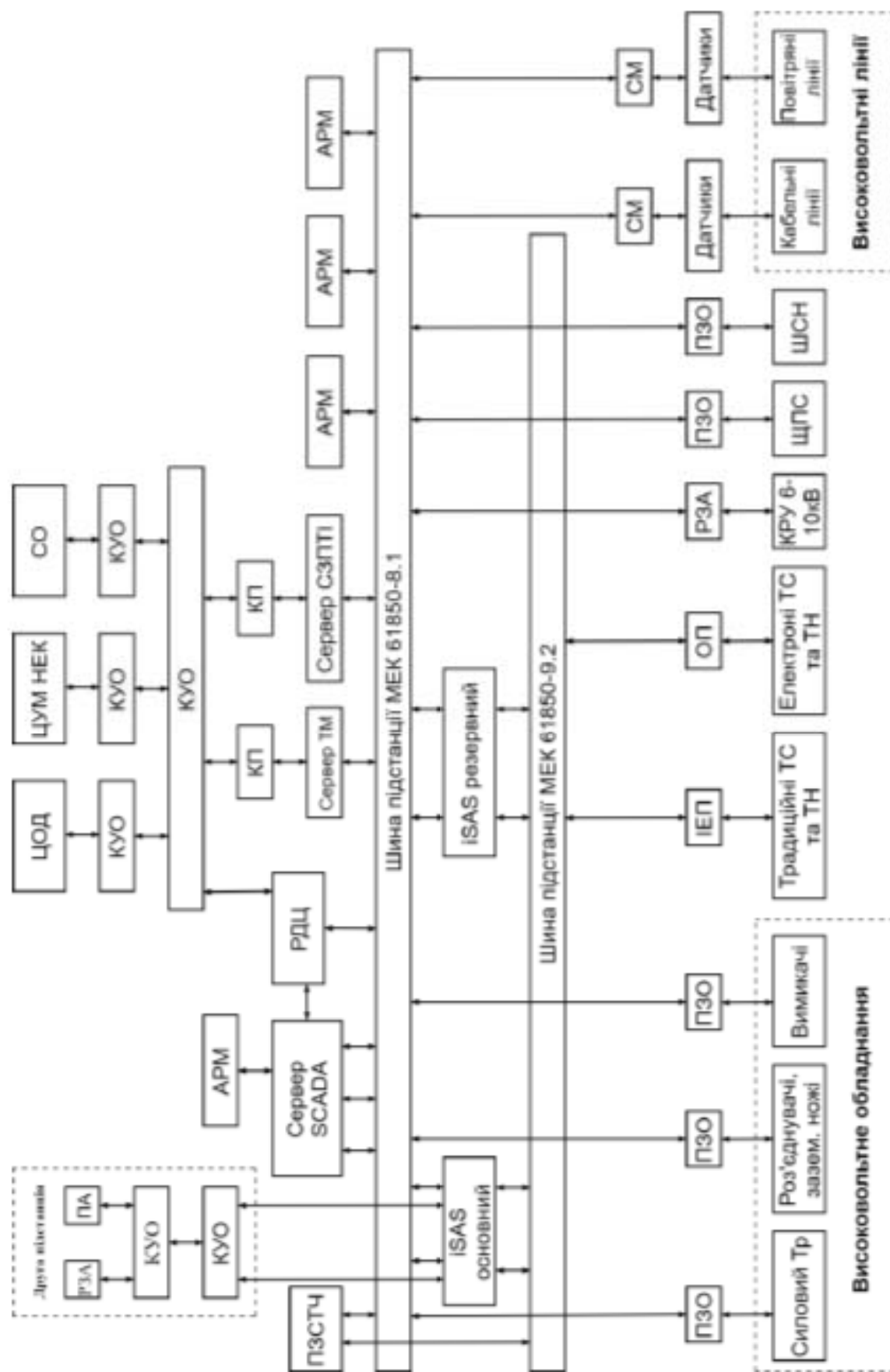


Рисунок 2.2 Структура цифрової підстанції на базі iSAS



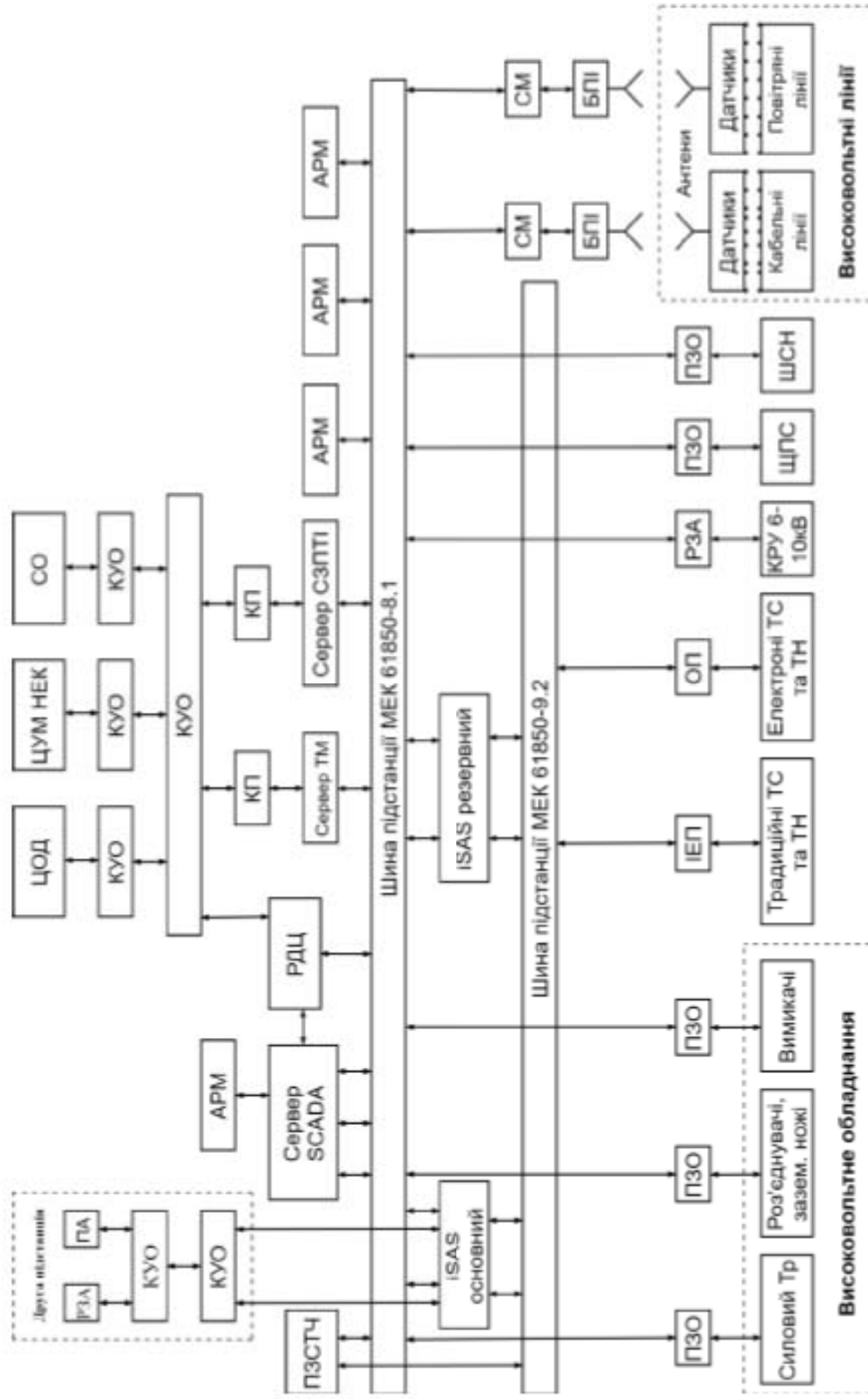


Рисунок 2.3 – Структура ЦПС з датчиками та БДІ

В рамках проектів цифрової підстанції можливі три різні принципи організації передачі інформації від первинних вимірювальних перетворювачів струму та напруги системам релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії та іншим споживачам метрологічної інформації (рис. 2.3):

1. Використання традиційних трансформаторів струму та напруги з вимірювальними об'єднувальними пристроями (ВОП), що виконують перетворення аналогових сигналів у цифрові та передають їх на загальну шину процесу; пристрої релейного захисту та автоматики отримують інформацію про виміряні струми та напруги із загальної шини процесу (рис. 2.4).

2. Використання трансформаторів, що мають цифровий інтерфейс (електронних трансформаторів), з пристроями, що об'єднують (рис. 1.3, в); пристрої релейного захисту та автоматики отримують інформацію про виміряні струми та напруги із загальної шини процесу.

3. Пристрої релейного захисту та автоматики отримують інформацію про виміряні струми та напруги по окремій виділеній лінії передачі цифрової інформації (рис. 2.6).

Перетворення вимірюваних струмів і напруг у цифровий сигнал безпосередньо в місці установки вимірювальних трансформаторів дозволяє виключити додаткові похибки, що виникають за рахунок електромагнітних наведень, використання роздільних трансформаторів при передачі вимірювань за аналоговими мідними кабелями, і винесення високого потенціалу з місця короткого замикання на щит управління.

Однак, таке рішення, як установка пристроїв перетворення аналогового сигналу в цифровий спільно з традиційними ТС і ТН не вирішує проблеми повною мірою, веде до подорожчання реконструкції, необхідності розміщення додаткового обладнання біля відкритого розподільного пристрою. Можливим вирішенням цієї проблеми є

використання електронних Тр, які мають цифровий інтерфейс.



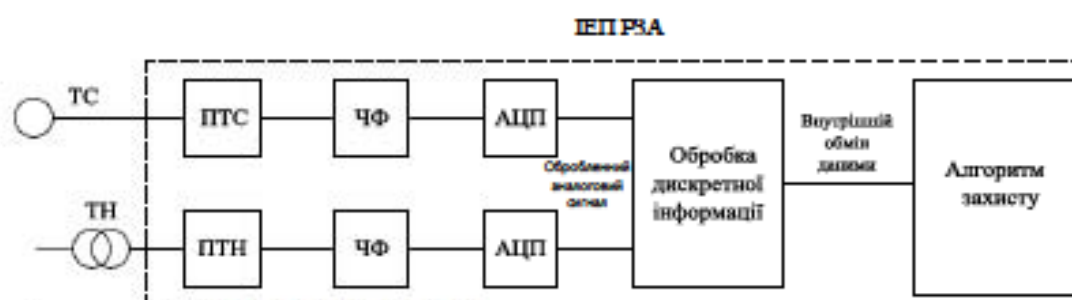


Рисунок 2.4 – Традиційна підстанція

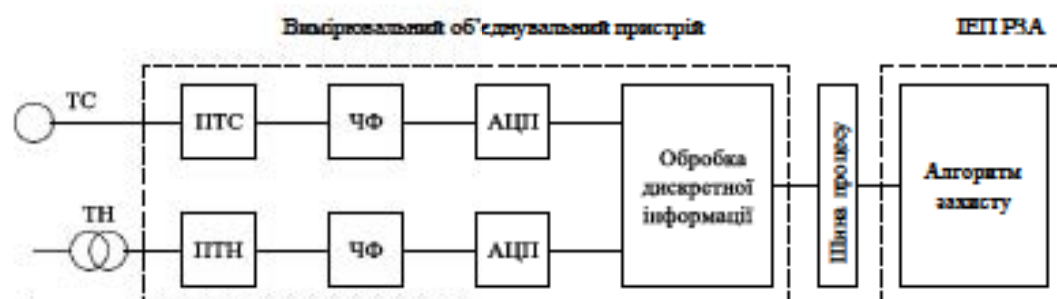


Рисунок 2.5 – Цифрова підстанція першого порядку

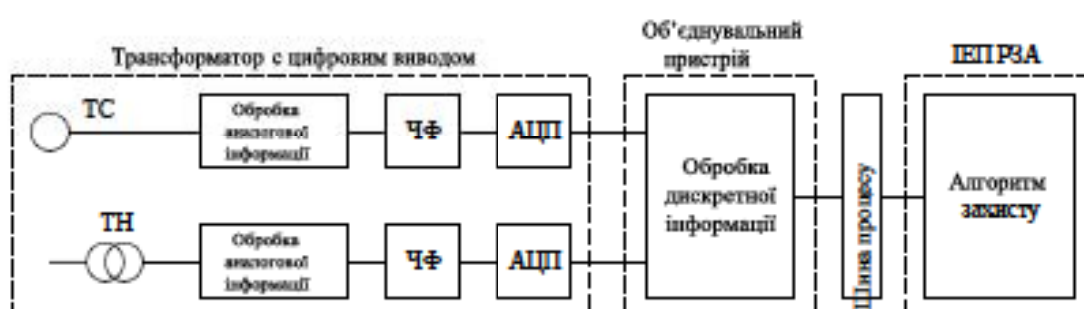


Рисунок 2.6 – Цифрова підстанція другого порядку



Рисунок 2.7 – Цифрова підстанція третього порядку

ПТС, ПТН – проміжні трансформатори струму та напруги, відповідно;  
 ЧФ – частотний фільтр; АЦП – аналого-цифровий перетворювач; ІЕУ – інтелектуальний електронний пристрій.

На рисунках 2.4 – 2.7 демонструється основні принципи організації

передачі від первинних перетворювачів струму і напруги пристроям-споживачам метрологічної інформації

Застосування інформаційної мережевої технології у відповідальних вихідних ланцюгах викликає у фахівців побоювання щодо надійності та стійкості функціонування [2]. Вирішенням цієї проблеми є пряме підключення трансформаторів струму та напруги до пристроїв релейного захисту та автоматики з цифрових ланцюгів.

Електромагнітні трансформатори напруги не забезпечують свого метрологічного класу точності при перевантаженнях по вторинних ланцюгах [47-50]. Вторинні ланцюги аналогових трансформаторів напруги схильні до електромагнітних наведень [51-53], що вносить додаткову похибку у вимірювання, і ставить проблему достовірної передачі комерційних облікових даних з точок обліку в базу даних централізованої системи комерційного обліку оптового ринку електроенергії. Через низький клас точності трансформатори напруги не дозволяють проводити коректні вимірювання електроенергії в точках обліку на межі балансової приналежності електроустановок генеруючих та мережевих компаній, а також мережевих компаній та споживачів, що призводить до небалансів як потужності, так і електроенергії. Не виключають вони також винесення високого потенціалу з відкритого розподільчого пристрою на щит управління по вторинних ланцюгах [54-55].

Робота звичайних електромагнітних трансформаторів напруги під час перехідних процесів може призводити до виникнення ферорезонансних явищ, які, у свою чергу, призводять до неправильної роботи електроенергетичного обладнання, виходу його з ладу, розвитку великих аварій. Виникнення ферорезонансу можливе за наявності ємнісних елементів у ланцюзі індуктивного трансформатора напруги та пов'язане з насиченням магнітопроводу, зміною індуктивності намагнічування трансформатора [56-58].

Вузький частотний діапазон сучасних електромагнітних трансформаторів напруги накладає певне обмеження на розвиток систем релейного захисту, автоматики та методів визначення місць ушкоджень.

## 2.2 Аналіз вимог до вимірювань трансформаторів

Виконаний аналіз варіантів структур цифрової підстанції дозволяє сформулювати вимоги до вимірювальних трансформаторів напруги (ВТС) [44]:

- Цифрові вимірювальні трансформатори напруги повинні передавати дані протоколу IEC 61850-9.2LE.
- Передача даних від цифрових вимірювальних трансформаторів напруги повинна здійснюватися за оптоволоконними кабелями, що відповідають вимогам IEC 60794.
- Цифрові вимірювальні трансформатори напруги синхронізації вибірок повинні мати можливість приймати зовнішній сигнал синхронізації, що відповідає IEC 61850
- Цифровий вимірювальний трансформатор напруги повинен виконувати самодіагностику та при виявленні несправності встановити прапор про невірність даних на цифровому каналі, що відповідає IEC 61850
- У разі відмови системи передачі даних цифровий вимірювальний трансформатор напруги повинен автоматично формувати відповідний сигнал про несправність, що відповідає IEC 61850

Первинний перетворювач цифрового трансформатора напруги повинен відповідати таким вимогам:

- Висока точність перетворення напруги; б) відсутність ферорезонансних явищ.



- Можливість підключення до об'єднуючих пристроїв (при використанні на ЦПС) та РЗА (при використанні на традиційній ПС);
- Широкий частотний діапазон виміру;

### 2.3 Розвиток систем автоматизації та диспетчеризації.

Телемеханічні та диспетчерські системи управління СЕП Автоматизована система управління (АСУ) – це система "людина-машина", що забезпечує ефективне функціонування об'єкта, в якій збирання, передача та обробка інформації, необхідної для реалізації функцій управління, здійснюються із застосуванням засобів автоматизації та обчислювальної техніки.

Якщо обчислювальна техніка використовується для вирішення комплексів взаємопов'язаних завдань управління енергетичним департаментом ПП (управління тепло-, водо-, газопостачання тощо), то прийнято таку систему називати автоматизованою системою енергопостачання (АСУ-Енерго). Якщо побудовано систему управління електроспоживанням ПП, часто використовується скорочення – АСУ-Електро. Остання може бути розроблена у вигляді окремої ізольованої системи або входити до складу загальної АСУ-Енерго. Найвищий рівень ієрархії управління підприємством загалом здійснюється з допомогою автоматизованої системи управління підприємства (АСУП). Системи АСУЕ відповідно відносяться до більш низького рівня ієрархії - АСУ технологічних процесів (АСУ ТП) і мають ряд специфічних особливостей.

У складних системах повна автоматизація управління підприємством (або його окремим департаментом) зазвичай важко реалізувати через відсутність аналітичного апарату керуючих процесів, а також непередбачуваність усіх можливих режимів роботи. Тому поруч із пристроями автоматизації і телемеханіки певні функції виконує виключно

людина (оператор), у своїй система управління перетворюються на автоматизовану систему диспетчерського управління (АСДУ).

Ці диспетчерські системи управління відрізняються від відповідних систем автоматизації насамперед переважаючою роллю людини (диспетчера) у контурі управління. Прийомо-передача сигналів управління здійснюється диспетчером за допомогою спеціально організованих каналів та ліній зв'язку. За допомогою засобів телемеханіки диспетчер отримує інформацію про параметри режиму електроспоживання та положення комутаційних апаратів на головній знижуючій підстанції (ГЗП). За допомогою цих пристроїв здійснюється передача команд з диспетчерського пункту на об'єкти.

Режими роботи окремих елементів у системі електропостачання (СЕП) промислових підприємств (ПП) взаємопов'язані. Узгоджена дія всіх цих елементів буде забезпечена лише у випадку, якщо найважливіші з них мають стійкі операції контролю та управління, зосереджені в одному місці (диспетчерському пункті).

У найпростішому випадку диспетчеризація управління може здійснюватися за допомогою телефонного зв'язку диспетчера з обслуговуючим персоналом віддалених об'єктів. При телефонному зв'язку диспетчер з контрольними пунктами виходить значний проміжок часу з моменту, що вимагає оперативного втручання до моменту виконання. Крім того, при диспетчеризації тільки за допомогою телефонного зв'язку є велика ймовірність неотримання або недостовірності інформації.

Робота диспетчера виявляється більш ефективною, якщо інформація про режими роботи елементів системи автоматично надходить від приладів, встановлених на диспетчерських пунктах. Крім того, сам диспетчер має можливість змінити режим роботи керованої системи, надсилаючи безпосередньо сигнали на контрольовані об'єкти.

Якщо контрольних пунктів мало, а відстань між диспетчерськими



пунктами значно, можна використовувати дистанційне управління. Для цього необхідно перенести апаратуру керування та сигналізації з щитів місцевого керування на центральний диспетчерський пункт (ЦДП) (Рис 2.7). У разі великої відстані між диспетчерськими та контрольними пунктами необхідно використовувати пристрої телемеханіки. Вони не вимагають постійного чергового персоналу і дозволяють використовувати обчислювальну машину, що управляє.

Окремим завданням АСУЕ є операція, виконана за допомогою технічних засобів та програмного забезпечення, в результаті вирішення якої формуються або звітний документ, або одне або серія однотипних повідомлень обслуговуючого персоналу.

Окрема функція АСУЕ – це сукупність завдань, вкладених у досягнення загальної мети управління та об'єднаних єдиним критерієм управління.

Телекерування (ТК) - управління положенням або станом об'єктів методами та засобами телемеханіки. Телеуправління підприємствами застосовується тоді, коли це дає можливість покращити ведення режиму та дозволяє прискорити локалізацію та ліквідацію аварії, порушення та відхилення від нормальних режимів роботи, якщо це неможливо зробити за допомогою місцевої автоматики.

Телесигналізація (ТСЗ) – це отримання інформації про стан контрольованих та керованих об'єктів, що мають низку можливих дискретних станів. ТСЗ має забезпечувати передачу на пульт управління попереджувальних та аварійних сигналів, а також забезпечувати відображення стану основних елементів СЕП на диспетчерському пульті (і на щиті), при цьому мають передбачатися такі показники:

- становище всіх телекерованих об'єктів;
- становище великих телеприймачів;
- становище нетелекерованих вимикачів ВН на вводах;



- положення секційних шино-сполучних та обхідних вимикачів;
- становище силових трансформаторів, що у цеху.

Телевимірювання (ТВ) – повинні забезпечувати можливість вимірювання основних параметрів, що відображають роботу системи та дозволяють правильно керувати ситуацією. Для телевимірювань в АСУ-Електро рекомендують вибирати:

- Напруга на головних шинах;
- Напруга на шинах пункту прийому електроенергії;
- Струм на одному з кінців лінії підстанції;
- сумарну потужність, одержану від окремих джерел тощо.

Телевимірювання струму та напруги організуються за викликом, а потужності – за циклічним типом протягом доби. Телевимірювання інтегральних параметрів (ТВІП) забезпечують можливість складання енергетичних балансів. Крім того, вони використовуються постійно для введення результатів вимірювань обчислювальну інформаційну мережу.

Телевимірювання поточних параметрів (ТВІП) – повинні забезпечувати диспетчеру можливість вимірювання основних електричних параметрів, необхідних управління системою та відновлення її після аварії. Телемеханізація (ТМ) повинна забезпечувати:

- відображення на диспетчерському пульті станів та основних елементів;
- передача на диспетчерський пульт попереджувальних та аварійних сигналів;
- керування основними елементами системи тощо.

Як технічні засоби ТМ використовуються провідні багатоканальні телемеханічні пристрої заводського виготовлення. Як первинна вимірювальна апаратура в СЕП використовуються стандартні вимірювальні трансформатори струму, що мають на виході струм 1 А або 5 А, і вимірювальні трансформатори напруги з напругою вимірювальних обмоток 100 В, а також датчики для збору різної технічної інформації.

У зв'язку з постійним подорожчанням спожитої електроенергії та необхідності модернізації виробничих потужностей (і їх систем автоматизації) у промислових підприємств виникла потреба у побудові інтегрованих рішень, у розробці автоматизованих систем контролю та управління електроспоживання (АСКОЕ), побудованих із застосуванням персональних ЕВМ.

#### 2.4 Структура автоматизованих систем контролю та управління електроспоживання з застосуванням персональних комп'ютерів

Серед головних проблем, що виникають під час створення АСКОЕ підприємства - оптимальне поділ функцій між універсальними та спеціалізованими засобами. Це зрештою визначає конкретний вибір технічних засобів, сумарні витрати на створення АСКОЕ, її експлуатацію та ефективність, що досягається.

Одна крайність при вирішенні зазначеної проблеми полягає у перенесенні майже всіх функцій АСКОЕ на ЕВМ. Повна централізація збору та обробки вимірювальних даних на ЕВМ - призводить до зменшення витрат на спеціалізоване обладнання, але одночасно і збільшення витрат на кабелі зв'язку, зниження надійності і живучості системи в цілому, а також робить проблематичною її метрологічну атестацію. Інша крайність - побудова АСКОЕ виключно на базі спеціалізованих засобів. У разі досягається економія кабельної продукції, успішно вирішуються питання метрологічної атестації, забезпечується децентралізований доступ до інформації, але знижується ефективність АСКОЕ загалом з допомогою обмеження функцій систем у плані повноти накопичення даних, їх обробки, відображення, документування та аналізу інформації.

Оптимальний підхід при створенні АСКОЕ підприємства полягає у узгодженому виборі спеціалізованих та універсальних засобів з урахуванням їх функцій. У цьому типова структура централізованої



АСКОЕ підприємства включає, як спеціалізовані системи, і ПК (Рис. 2.9.). Пристрої збору та передачі даних (ПЗПД) виконані у вигляді мікропроцесорних засобів та призначені для економії кабельної продукції, а також для контролю каналів зв'язку. Структура АСКОВ конкретних підприємств відрізняються кількістю та типом систем, засобами зв'язку, але для всіх АСКОВ характерні взаємозалежність функцій ПК та систем.

Сучасні спеціалізовані інформаційно-вимірювальні системи автоматизованого електропостачання характеризуються певною кількістю вимірювальних каналів та груп обліку, а також списком штатних енергетичних (потужність, витрата) та сервісних (непрацюючі канали, збої живлення тощо) параметрів. До групи алгебраїчно підсумовуються дані певних вимірювальних каналів одного виду обліку (точки обліку) відповідно до схеми АСУ-Енерго конкретного підприємства.

По відповідній групі та (або) каналу система за певні інтервали часу накопичує інформацію про фактичні витрати енергії або енергоносіїв (електроенергію, холодну та гарячу воду, пару, газ, повітря та ін.).

Перелік інтервалів накопичення інформації про витрати визначається:

1. Вимогами комерційного обліку відповідно до чинних та перспективних тарифів;
2. Вимогами технічного обліку, тобто завданнями оперативного прогнозування та управління навантаженням;
3. Вимогами контролю за показниками електроенергії тощо.

Тому діапазон інтервалів містить, як правило, інтервал короткострокового накопичення (1 - 3 хв), інтервали середньострокового (30 хв, зони та зміни доби, добу) та довгострокового (тиждень, декада, місяць, квартал, рік) накопичень.

Дані про витрати електроенергії та енергоресурсів у зазначених інтервалах використовуються крім свого прямого призначення та для



розрахунків потужностей або питомих витрат, а також можуть бути використані у контурі економічного енергоспоживання (в задачах АСКОЕ). Основну інформацію про процеси електроспоживання підприємства отримують на основі вивчення комплексу графіків та діаграм, що відображають в інтегральному вигляді характер та динаміку процесів на різних об'єктах (або їх групах) системи електропостачання підприємства. Зазначені графіки та діаграми бажано мати якщо не по кожній групі або каналу обліку, то по більшості точок обліку, причому в режимі зіставлення їх один з одним (наприклад, добовий графік навантаження кількох цехів на тлі графіка навантаження підприємства загалом тощо) та з можливістю вибору за будь-який середньостроковий чи довгостроковий інтервал поточного року.

Основним видом енергетичних параметрів для АСКОЕ є графіки навантажень, а поточні підсумкові суми витрат і потужностей. Тому збір інформації для перерахованих вище графіків та її накопичення (архівування) є завданнями програмного комплексу АСКОЕ верхнього рівня.

Періодичність процесу збору даних в ПК із систем нижнього рівня визначається, з одного боку, терміновістю задачі верхнього рівня, а з іншого - списком параметрів систем. Для узгодження часу прийняття рішення різних рівнях управління застосовуються проміжні системи людино-машинного інтерфейсу (SCADA- системи).

## 2.5 Інтегровані системи керування та автоматизації

У сучасних умовах в електроенергетиці України (як і в інших країнах) відбувається поступове злиття різних систем автоматизації: АСКОЕ, АСДУ та АСУ ТП та створення на їх базі інтегрованих автоматизованих систем управління (ІАСУ).

Інтегровані АСУ – це логічне продовження вертикальної інтеграції АС різних етапах виробництва (споживання) електроенергії. Основна мета створення таких систем – подальше підвищення ефективності технічних та програмних засобів автоматизації та диспетчеризації СЕП для покращення техніко-економічних показників та підвищення якості та надійності електропостачання ПП.

Реформування електроенергетики України потребує створення повномасштабних ієрархічних систем управління: автоматичних систем вимірювання показників електроенергії (АСІЕ); автоматизованих систем обліку споживання та збуту електроенергії (АСОСЗЕ), АС диспетчерського управління (АСДУ), АС контролю та управління електроспоживанням (АСКОЕ).

Основна особливість економічного методу управління - розгляд електроспоживання як головної ланки, що управляє ринком електроенергії. Цей ринок, у свою чергу, представляє сукупність власне технологічного процесу (виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії), обліково-фінансового процесу електроспоживання, а також політичних процесів у державі та суспільстві. Ці фактори повинні бути основою для створення та розвитку ринку електроенергії в Україні. Причому функціонування такого ринку неможливо без створення інтегрованої системи управління електроспоживанням на базі систем АСІЕ, АСОСЗЕ, АСДУ та АСКОЕ. У цьому виникає потреба чітко розмежувати функції зазначених систем у межах єдиної системи управління енергоспоживанням.

Інтегрована система управління електроспоживанням в умовах ринку повинна охоплювати всі рівні та стадії управління від виробництва до реалізації – від фізичних потоків електричної енергії до фінансових та економічних показників електроспоживання (табл.2.1).

Управління кожному рівні має здійснюватися відповідними системами, що з специфікою виконуваних ними функцій (залежно від стадії



управління) і знаходить підтвердження у теорії та практиці створення великих інформаційно- керуючих систем.

В рамках інтегрованої системи АСКОЕ повинні бути задіяні різні за функціональним призначенням технологічні системи, що утворюють ієрархію економічного керування електроспоживанням.

- Така єдина система АСКОЕ допоможе реалізувати управління електроспоживанням економічним методом:

- довгострокове та короткострокове планування режимів (кривий) споживання - на основі економічних параметрів електроспоживання споживачів та постачальників (від АСУПІСЕ) та діючої системи тарифів на електроенергію (що відображає зовнішнє, непряме, вплив на управління споживанням);
- Контроль режимів електроспоживання - за параметрами споживання, що використовуються для розрахунків зі споживачами (від АСІЕ);
- прийняття управлінських рішень щодо регулювання споживання та доведення їх до системи управління виробництвом та розподілом енергії.

Таблиця 2.1. Структура (ієрархія) управління електроспоживанням

Рівні керування	Стадії керування
1. Зовнішній (старший) рівень управління.	1. Директивне та непряме управління.
2. Рівень економіки.	2. Управління (планування та контроль) економічним методом.
3. Рівень споживання.	3. Облік (накопичення) економічних параметрів для розрахунку зі споживачами.
4. Рівень приєднання.	4. Вимірювання (контроль) параметрів для розрахунку споживачами.
5. Рівень процесу.	5. Вимірювання (контроль) технічних параметрів.

Система АСДУ здійснює управління на технологічному рівні (рівні



процесу та рівні приєднання). Її основними функціями є:

- управління та регулювання споживанням на основі виконання команд системи економічного управління (АСКОЕ) або за допомогою виконання директив зовнішнього рівня;
- забезпечення надійного електропостачання за допомогою автоматичного виміру (контролю) технічних параметрів електроенергії ( $I$ ,  $U$ ,  $W$ ,  $P$ ) та автоматичної комутації ланцюгів та генеруючих потужностей або за допомогою виконання старшого директивного рівня управління.

Система АСУПСЕ виконує функції:

- облік та накопичення економічних параметрів споживання - спожитої енергії та потужності; відповідних їм вартості та фактичної оплати;
- взаєморозрахунки через виставлення платежів безпосередньо з постачальниками та споживачами, а також із фінансовими установами для контролю оплати;
- підготовку вихідної інформації про економічні параметри електроспоживання з боку споживачів та постачальників для прийняття рішень.

Система АСІЕ здійснює вимірювання та контроль параметрів електроспоживання для розрахунків із споживачами (споживаної енергії та потужності). Розподіл подібним чином функцій (рис.2.9) між системами АСІЕ, АСУПСЕ, АСКОЕ та АСДУ дозволяє створити контур керування, замкнутий на верхньому рівні економічного керування споживання та виробництва електроенергії. Завдяки цьому можна забезпечити оптимальне управління електроспоживанням, що найбільше враховує (балансує) інтереси виробників і споживачів в умовах ринку електроенергії, що формується.

АСІЕ виконує вимірювання параметрів енергоспоживання у точках приєднання споживачів та постачальників. АСУПСЕ здійснює перетворення та групування параметрів споживання електроенергії в

економічні параметри конкретних споживачів та постачальників, виставлення рахунків та контроль оплати, їх облік (накопичення) та аналіз.

АСДУ є виконавчим органом, що здійснює безпосереднє управління (за командами системи управління економічного рівня) комутацією ланцюгів та генерацією потужностей, тобто. на рівнях процесу та приєднань.



Рисунок 2.8 – Схема взаємодії при керуванні енергоспоживанням

АСКОЕ має виконувати одночасно дві функції:

- оперативний контроль та управління з витримання заданого режиму (кривої) споживання;
- формування нового оптимального режиму споживання на основі фактичних економічних параметрів споживання та тарифів на електроенергію, а за необхідності управління переходом на новий режим споживання.

Слід зазначити, що рекомендовані "ЄЕС України" автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії (або контролю, обліку та управління енергоспоживанням) можна структурувати як сукупність систем АСІЕ, АСУПІС та АСДУ. Тоді їх використання можна і необхідно розглядати як етап застосування інтегрованої системи економічного

управління енергоспоживанням (АСУ-Енерго).

Інтегровані організаційно-технологічні АСУ енергосистемами створюються на базі функціонуючих АСУ як природний їх розвиток та характеризуються низкою особливостей, зокрема наявністю: багатомашинного оперативного інформаційного керуючого комплексу (ОГУК); системою збору оперативно-диспетчерської та організаційно-економічної інформації; розгалуженою мережею периферійних пунктів збору та обробки інформації; АСУ різного призначення, автоматизованих систем диспетчерського (АСДУ) та організаційно-економічного управління (АСОУ), АСУ технологічними процесами, АСУ енергетичними компаніями та підприємствами.

До об'єктивних труднощів створення такої єдиної системи АСКОЕ можна віднести процес реформування електроенергетики, що триває, тільки ринок електроенергії, що формується, недостатність правової бази і відсутність достатніх інвестицій у галузь.

## 2.6 АСУТП підстанцій

АСУ ТП станцій та підстанцій виконується на базі МП терміналів РЗА та програмованих контролерів. Така система управління має забезпечувати:

- інформаційні функції, які включають збір аналогової та дискретної інформації про режимні та технологічні параметри обладнання;
- реєстрацію подій та процесів в аварійних режимах;
- Обробку, накопичення, архівування інформації;
- Ведення бази даних реального часу;
- Відображення графічної інформації у вигляді схем, графіків та ін;
- Функції управління, в тому числі управління комутаційними апаратами, регулювання та ін;
- Діагностику роботи обладнання, визначення ресурсу роботи,



тепловізійний контроль та ін;

- Діагностику технічних засобів АСУ ТП;

- прийом та передачу інформації на різні рівні управління та суміжні підсистеми (АСКОЕ);

- Виконання функції релейного захисту та автоматики. Поєднання контролерів та терміналів РЗА дозволяє створити гнучку систему АСУ ТП, що має різну конфігурацію та враховує особливості різних підстанцій.

До складу технічних засобів, необхідних для функціонування АСУ електростанцій та підстанцій, входять:

- базовий сервер АСУ (на ТЕЦ – резервний), який виконує функції оперативно-інформаційного комплексу та оперативного управління режимом;

- два сервери зв'язку АСУ (на невеликих підстанціях інтегрований з базовим сервером), що виконує комунікаційні функції з обладнанням нижнього рівня АСУ ТП, рівнем РЕМ або ПЕМ, іншими АСУ цього рівня (АСКОЕ);

- клієнтська частина на базі ПК та графічних робочих станцій - автоматизовані робочі місця (АРМ) користувачів;

- обчислювальна мережа, що забезпечує підключення локальних та віддалених кінцевих користувачів.

Робочі місця користувачів АСУ ТП станцій та великих підстанцій з постійним оперативним персоналом будуються на базі ІВМ-сумісних ПК, офісного або промислового виконання, що працюють автономно або у складі ЛОМ. На невеликих підстанціях без персоналу можна використовувати переносні ПК.

Передбачаються такі АРМ:

- АРМ користувачів у службах та відділах (СРЗА, СТМіС. ОАСУ);

- АРМ оперативного чергового персоналу.

Підсистема АСКОЕ на рівні станцій та підстанцій виконана на базі

лічильників електроенергії та пристроїв збору та передачі даних (ПЗПД).

ПЗПД вирішує такі основні завдання:

- збір даних про електроенергію та потужність із лічильників;
- передача даних про електроенергію та потужність в АСКОЕ РЕМ або ПЕМ;
- Передача даних про електроенергії та потужності в АСУ станцій та підстанцій для вирішення технологічних, режимних та інформаційних завдань.

## 2.7 Ідентифікація технічного стану та надійності обладнання при керуванні експлуатацією енергооб'єктів

Процес експлуатації обладнання електростанцій та електричних мереж супроводжується зміною його технічного стану. Це відбувається під впливом численних факторів, обумовлених як конструктивними та схемно-режимними особливостями обладнання (умовами експлуатації), так і випадковими зовнішніми впливами, які не пов'язані безпосередньо з його станом. До найбільш характерних факторів відносяться: термічні та механічні навантаження, хімічні реакції під впливом агресивних середовищ і кисню повітря, електромагнітні поля високої напруженості, а також систематичні та аварійні струмові навантаження, комутаційні та атмосферні перенапруги.

Під впливом зазначених чинників у часі відбувається поступове погіршення фізичних властивостей конструкційних матеріалів як наслідок експлуатаційних характеристик устаткування, що зумовлює процес його старіння. Крім зазначених експлуатаційних чинників інтенсивність старіння залежить від генетичних особливостей конструкцій та матеріалів. Обладнання, що знаходилося в експлуатації тривалий час, більшою мірою,



ніж нове, піддається відмовам (переходам з працездатного в непрацездатний стан). У цьому відбувається втрата працездатності (надійності) окремого елемента, що часом викликає зниження чи порушення надійності системи загалом. Так для розподільної електричної мережі відмова будь-якого з нерезервованих елементів передачі та розподілу призводить до порушення надійності електропостачання споживачів. У свою чергу, порушення надійності електропостачання споживачів супроводжується низкою небажаних наслідків, що характеризуються величиною збитків.

Таким чином, завданнями експлуатації електрообладнання є забезпечення надійного функціонування об'єктів електроенергетики (електростанцій, підстанцій та електричних мереж) та запобігання збиткам від його порушення. Це досягається застосуванням комбінації низки способів, наприклад таких як: 1) створення надмірності - резервування: схемне, режимне, інформаційне, тимчасове, матеріальне, ін.; 2) модернізація та реконструкція об'єктів електроенергетики; 3) технічне обслуговування та ремонт обладнання; 4) створення ефективної системи управління процесами експлуатації.

Імовірна природа відмов обладнання та швидкоплинність процесів їх розвитку в часі (раптові, поступові) зумовлюють різноманітність завдань моделювання та дослідження експлуатаційної надійності та нетривіальність підходів та їх вирішення. Для того щоб не допустити розвиток відмови електрообладнання, застосовується періодичний або безперервний контроль параметрів його стану. Контроль та оцінка стану електрообладнання є завданнями технічного діагностування [19], причому, чим складніший та відповідальніший об'єкт, тим більша кількість параметрів підлягає одночасному контролю. Так, наприклад, об'єктивна оцінка стану силового трансформатора потребує багатоаспектного діагностування. Для трансформатора нормативно закріплений набір з 25



параметрів, що підлягають контролю за різних умов його функціонування [20], за яким можливе отримання комплексного висновку щодо його фактичної працездатності.



Рисунок 2.9 – Комплекс інформативних контрольованих параметрів та методів ідентифікації стану трансформатора.

## 2.8 Дослідження процесів діагностики енергетичних об'єктів на основі байєсівських мереж довіри

Для оперативного прийняття рішень і точної діагностики стану компонентів енергообладнання використовуються методи, що засновані на алгоритмах штучного інтелекту, таких як нечітка логіка, нейронні мережі та генетичні алгоритми. Як показано у [стаття БМД №1] продукційні алгоритми мають низьку функціональність при наявності неповних чи хибних інформаційних сигналів стану електрообладнання. Нейронні мережі і генетичні алгоритми потребують для ефективного використання ретельного навчання.

### 2.8.1 Модель діагностики повітряних ліній

Так як, електрообладнання характеризується похибками і втратами діагностичної інформації завдяки невірному функціонуванню, виходу з

ладу компонентів системи та ненадійністю інформаційних каналів, то обгрунтовано використання байєсівських мереж довіри (БМД) для опису процесів обробки сигналів у терміналах РЗА. На рис. 2.12 показана схема процесу обробки інформації за допомогою методу «нойзі» на прикладі повітряних ліній (ПЛ).

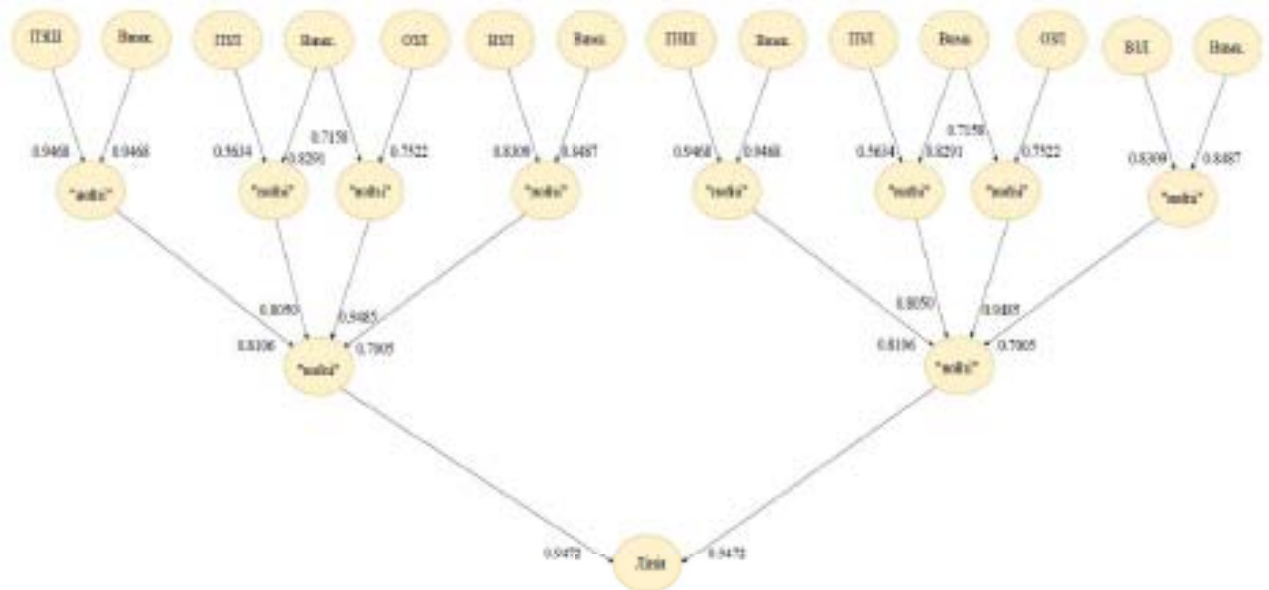


Рисунок 2.10 – Метод діагностики повітряних ліній

Досвідчені фахівці з експлуатації енергетичних систем мають значний досвід щодо діагностики аварійних станів, тому структура БМД для діагностики електрообладнання може бути наведена у вигляді станів, вузлів, що використовують входні сигнали датчиків терміналів.

Зважаючи на структуру електроустаткування можливо виділити три основні компоненти вихід з ладу яких лімітує загальний стан працездатності: повітряні лінії, шинопровід(на підстанції), трансформатори струму та напруги. Тому необхідно окремо розробити та виконати дослідження моделей цих локальних компонентів.

Перед початком дослідження розробляємої моделі, відповідно до [57] необхідно здійснити навчання розробляємих БМД використано алгоритм заснованого на навчанні багаторазових нейронних мереж з

прямим зв'язком [61]. Для цього було використано програмний продукт «Deductor» [62]. В результаті цього було отримано значення імовірностей наведених в табл 2.2.

Таблиця 2.2 – Зразки та результати навчання моделі діагностики несправностей лінії передачі

Вибірковий номер	FBP <sub>2</sub>	CB <sub>2</sub>	PLP <sub>3</sub>	CB <sub>3</sub>	MLP <sub>3</sub>	SLP <sub>3</sub>	CB <sub>3</sub>	FBP <sub>3</sub>	CB <sub>3</sub>	PLP <sub>4</sub>	CB <sub>4</sub>	MLP <sub>4</sub>	SLP <sub>4</sub>	CB <sub>4</sub>	Зразкове знач. поєвр.	Отримане знач. поєвр.
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0346
2	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0.9	0.9373
3	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0.8	0.8333
4	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0.8	0.8333
5	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0.7	0.7268
6	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0.7	0.7268
7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0.8	0.8173
8	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0.8	0.8173
9	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0.7	0.7411
10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0.7	0.7266
11	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0.7	0.7266
12	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0.1858
13	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1858

Аналіз табл 2.2 – зразки та результати навчання моделі діагностики несправностей лінії передачі показує, що імовірність виходу з ладу ПЛ знаходиться в межах з 0.7 до 0.95, а працездатний стан характеризується значеннями в діапазоні від 0.0 до 0.2.

Аналогічним чином можуть бути виконані дослідження розроблених моделей шинопроводу та трансформаторів . Розроблені моделі відрізняються високим ступенем узагальнення інформаційних параметрів і стійкістю до помилок первинної вимірювальної інформації.

Основою для розробки моделі діагностики повітряних ліній передачі є схема електрична принципова, яка наведена на рисунку 2.12 і характеризує процес КЗ на ділянці L2(Лінія 2). У цієї схема кожна ділянка ПЛ поєднує підстанції(Bi). Для відключення ліній на ПС використовуються



автоматичні вимикачі (СВі) таким чином відповідно до запозиченої структури необхідно передбачити наступні види захисту:

- основний швидкий без затримки засу(ОШЗТ);
- первинний резервний захист(ПРЗ);
- вторинний резервний захист(ВРЗ).

При виникненні короткого замикання(КЗ) спрацьовують вимикачі на термінальних частинах повітряних ліній, що ізолює її від інших ділянок. У випадку коли не спрацьовує ПРЗ мають бути задіяні резервні вимикачі – ВРЗ. Тому для усунення аварій лінії Л2 необхідно виконання двох умов, які показані на розробленій БМД що наведено на рис 2.13

## 2.8.2 Модель діагностики шинопроводу

Розроблена модель діагностики шинопроводу представлена на рис.2.14.

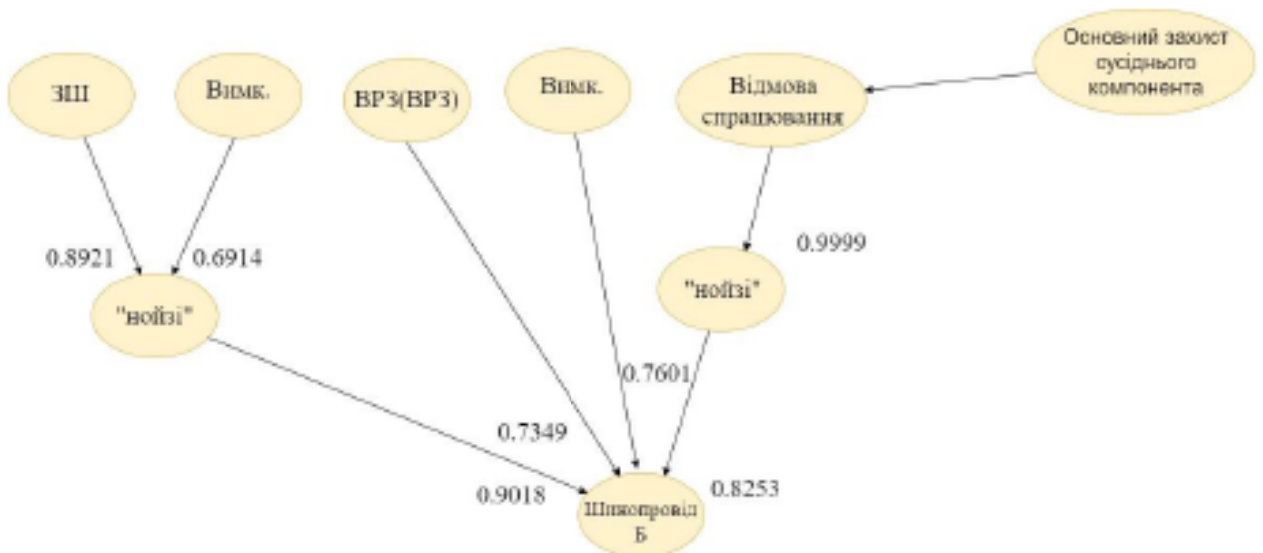


Рисунок 2.11 – Модель діагностики шинопроводу

При умові, якщо не спрацьовує чи основний захист, то необхідно здійснити вимикання лінії за допомогою ПРЗ або ж, якщо він також є недієздатним,

то виконати вимкнення через ВРЗ.

### 2.8.3 Модель діагностики трансформатору

Розроблена модель діагностики трансформатору представлена на рис.2.14.

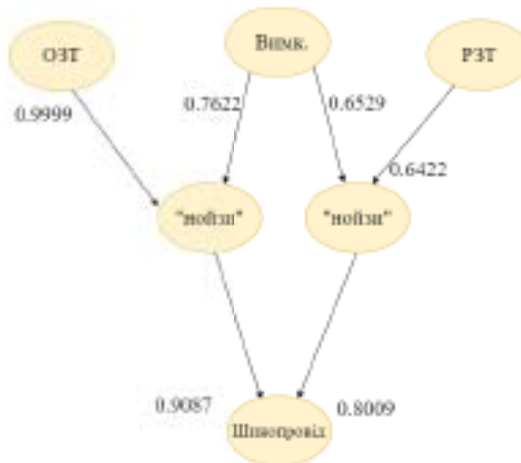


Рисунок 2.12 – Модель діагностики трансформатору

До складу цієї моделі входять: МТР (ОЗТ)– основний захист трансформатора та вузли РТР (РЗТ) – резервного захисту трансформатора. При цьому імовірність спрацювання ОЗТ має бути на порядок більшою ніж імовірність спрацювання РЗТ. На рис. 2.15 продемонстрована ПС з автоматичними вимикачами та переліком захистів перерахованих вище(ПЛЛ, шинопроводу та трансформатору)

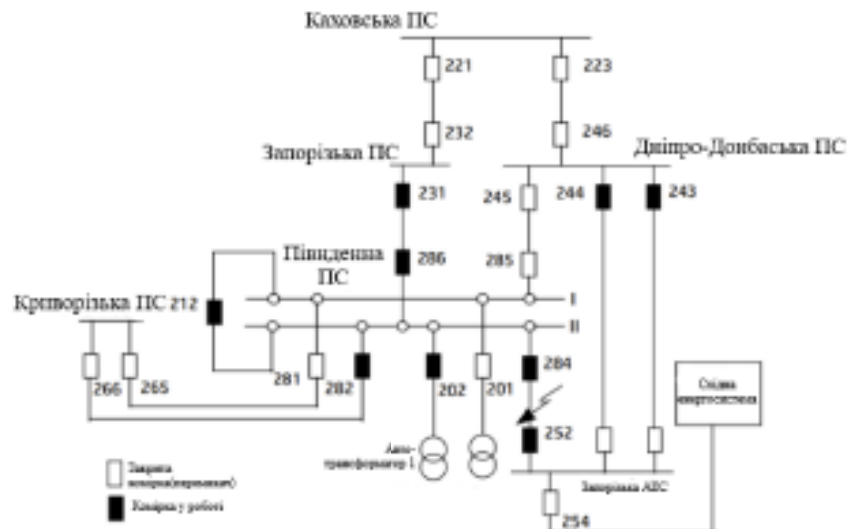


Рисунок 2.13 – Схема ділянку Дніпровської енергосистеми

## 2.9 Байєсовський класифікатор

Байєсовський класифікатор на основі відношення правдоподібності), спрощує візуалізацію межі розділу класів станів та сприяє їхній лінійній роздільності [47]. Незважаючи на статистичну адекватність та обчислювальну функціональність, зазначений підхід обмежений у застосуванні необхідністю оперування з полімодальними, багатовимірними розподілами компонентів випадкового вектора ознак. Існуюча особливість параметричного тапа перетворення ускладнює обчислювальну процедуру методу та практично виключає можливість лінійної роздільності класів станів.

У ряді випадків для відновлення невідомих густин розподілів за заданою статистикою вдаються до перетворень непараметричного типу (метод парзенівського вікна,  $k$  - найближчих сусідів, ін.) [47]. Найчастіше, очікувані дивіденди як спрощення розрахунків, підвищення точності визначення закону розподілу випадкового ознаки у перевершують їх реальні значення обмежують область ефективного застосування зазначеного виду перетворень. Вихід із ситуації бачиться в переході до одномодального розподілу одномірного вектора (скаляра) ознак, для якого параметричне відновлення щільності розподілу не викликає



обчислювальних складнощів. Наприклад, якщо сформувати зазначену ознаку як багаторозрядну, то кожен її розряд може бути віднесений до певного типу або «образу» дефекту.

При формуванні узагальненого вектора ознак на основі  $G(A)$  його склад доцільно доповнити іншими інформативними компонентами, що враховують специфіку задачі ідентифікації. Таким чином, різноманіття методів перетворення вихідної емпіричної інформації дозволяє реалізувати вибір (формування) таких ознак, які виявляють найбільшу інформативність з точки зору виявлення значущих закономірностей в об'єкті, з одного боку, а з іншого, мають найбільшу чутливість до змін умов його функціонування. Актуальність даного напрямку досліджень стосовно електроустаткування мереж не викликає сумнівів, оскільки результати сприяють ефективній ідентифікації технічного стану та прийняття рішень, спрямованих на його безаварійну, надійну експлуатацію. Класифікатор можна представити у канонічній формі незалежно від виду щільності ймовірності за допомогою системи дискримінантних (вагових) функцій.

Канонічна форма класифікатора ставить у відповідність вектор ознак  $X$  класу  $\Pi_i$ , якщо для всіх справедлива нерівність. При цьому з  $k$  дискримінантних функцій вибирається рішення, яке відповідає найбільшій з них. Запис канонічної форми – найпростіший і природний спосіб завдання Байєсовського класифікатора, який мінімізує помилку рішення принципова схема якого показано на рис. 2.11



Рисунок 2.14– Принципова схема байєсовського класифікатора

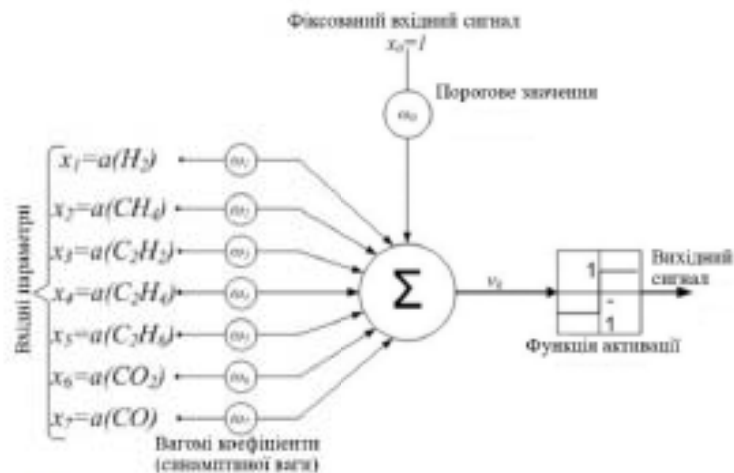


Рисунок 2.15 – Модель одношарової ІНС для ідентифікації виду дефектів

Зображений вузол на рис. 2.15 виконує обчислення лінійної комбінації вхідних сигналів, що надходять на синапс з урахуванням зовнішнього обурення (порога). Отриманий сигнал із виходу суматора передається на вузол обмежувача. Таким чином, вихід нейрона приймає значення +1, якщо сигнал на виході суматора позитивний, -1, якщо сигнал негативний. За допомогою представленої моделі одношарового персептрона, реалізовано ідею розв'язання задачі з розпізнавання відсутності (наявності) дефекту СТ. Слід зазначити, що модель одношарового персептрона, на відміну йєсовського вирішального правила, не обмежує кількість вхідних спостережень (вимірюваних параметрів). Це є безперечною її перевагою з погляду моніторингу та діагностики стану СТ.

Таким чином, для врахування невизначеності інформаційних станів у системі пристроїв контролю параметрів електрообладнання раціональним є використання байєсівських мереж довіри.

Реалізація такого підходу потребує інтеграцію відповідних обчислювальних процедур до первинних джерел вимірювальної інформації. Тому актуальним є використання та розробка інтелектуальних датчиків з контролю параметрів електрообладнання.



### 3. РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ БЕЗДРОТОВОГО ДАТЧИКУ СТРУМУ ТА НАПРУГИ

#### 3.1 Розробка структури бездротового датчика

До складу будь-якої вимірювальної, випробувальної чи керуючої системи як найважливіші компоненти входять датчики. Основною функцією датчиків є перетворення значень різноманітних фізичних величин на електричну – напругу, силу струму, частотно-часовий параметр електричного сигналу [1]. При цьому, однією з найважливіших проблем є те, що необхідно вимірювати не одну, а різні фізичні величини – наприклад, тиск, вібрації, швидкість обертання, деформації та багато іншого використовувати різні за принципом дії, характеристик та конструктивного виконання датчики.

Аналіз отримання інформації за допомогою датчиків показує, що вирішувати ці проблеми необхідно в комплексі з урахуванням особливостей інтеграції датчиків у системи з урахуванням перспектив розвитку мікроелектроніки, схемотехніки, мікропроцесорної техніки та інших факторів [2]. Це можливо, якщо датчики виконуватимуть не лише свою основну функцію – перетворення фізичних величин, а й ряд функцій, що реалізуються наступними вузлами вимірювальної системи, а також деякі спеціальні функції [3].

У дуже спрощеному вигляді роботу приладу можливо описати так: сенсор, створений на основі монокристалічного кремнієвого елемента, перетворює фізичні величини на електричний сигнал, який посилюється і передається в мікропроцесор, встановлений у самому приладі, а не в центральний контролер (АСУ ТП), як в класичні схеми. Мікропроцесор, який виконує математичну обробку інформації у процесі вимірювання струму та напруги, і активно управляє процесом виміру [20].



У практиці електричних вимірювань та вимірювальних перетворень багатовимірних масивів інформації, представлених множиною електричних сигналів, поряд з основною метою вимірювання (вимірювального перетворення) ставиться ряд супутніх завдань: режекція та селекція за заданою ознакою одного з кількох сигналів, ранжування та сортування сигналів за інформаційною ознакою, поділ множини сигналів на підкласи, адресна ідентифікація одного з каналів передачі, на який впливає сигнал із заданою інформаційною ознакою, контроль наявності заданої рангової ситуації множини сигналів та ін. Вимірювання з такими супутніми та іншими операціями та алгоритмами обробки, що функціонують на формалізованій основі в автоматизованому або автоматичному режимах, прийнято називати інтелектуальними.

Як показано у [23 – 25], можливо виділити такі загальні фактори «інтелектуальності»:

1) наявність обчислювального блоку (мікроконтролера, мікропроцесора) у датчику та первинна обробка даних у самому датчику;

2) виконання обчислювальним блоком коригуючої функції (зниження впливу зовнішніх факторів);

3) виконання обчислювальним блоком інших додаткових функцій, серед яких – статистична обробка даних, калібрування та самодіагностика, зберігання даних, перетворення даних до різних форматів передачі на наступний рівень.

Необхідно відзначити, що для подальшої обробки даних та інтеграції датчиків у вимірювальні системи та комплекси, видача вимірювальних даних у цифровому вигляді є необхідною.

Таким чином, одним з шляхів підвищення ефективності обробки інформації у сучасних терміналах контролю параметрів електрообладнання є використання датчиків, що окрім збору та передачі вимірювальних та інших даних про стан енергетичного об'єкта, відрізняються високими показниками з

автономності.

Одна з вимог щодо автономності полягає в тому, щоб не залежати від мережі живлення, тобто не мати в своїй структурі систему живлення, на яку можуть вплинути різні фактори (коротке замикання або серйозної аварії або техногенного явища, що може спричинити відключення енергопостачання сенсорів на встановленому об'єкті.

Дротова передача все ще залишається застосовною, але є витратною з точки зору забезпечення надійності та обслуговування.

Для вирішення цих обмежень використовують бездротові мережі, що є схильними до впливу високих величин електромагнітних перешкод, які можуть компенсуватись додатковими засобами. Тому пропонується використання бездротової передачі даних від датчика струму та напруги за допомогою прийомопередавача (трансиверу), що також буде реалізовувати функції сучасних мережевих протоколів верхнього рівня.

Для підвищення надійності такого бездротового датчику до його складу додано сенсори температури та вологості, як у середині так і зовні пристрою. Це дозволяє діагностувати стан датчику.

В систему управління датчиком, входить мікроконтролер, що реалізує за заданою логікою алгоритми вимірювань і передачі даних, кількість функцій, які потрібні для реалізації інтелектуального датчика вимагають МК високої продуктивності, за стандартом МЕК 61850, де зазначається вимога щодо «резервування», щоб не було можливого навантаження процесора системи управління.

Для отримання дискретних значень можливо використовувати формувач імпульсів або аналого-цифровий перетворювач (АЦП), за умови, що сенсори (струму, напруги, температури та вологості) будуть з аналоговими виходами, але для зменшення кількості елементів, що зумовить підвищену надійність та собівартість пристрою.

Таким чином було запропоновано структуру бездротового датчику



струму та напруги, що наведено на рис. 3.1, яка містить сенсори температури, струму та напруги, в якості джерела живлення – концентратор потоку, який подає зібрану з струмопровідних частин енергію через головну схему захисту до блоку живлення, МК, формувач сигналів, який компілює та передає дані з датчиків до МК, пристрій захисту зв'язку, який здійснює кодування та декодування інформації, бездротовий приймач та антену, яка у заданому діапазоні передає та приймає сигнали.

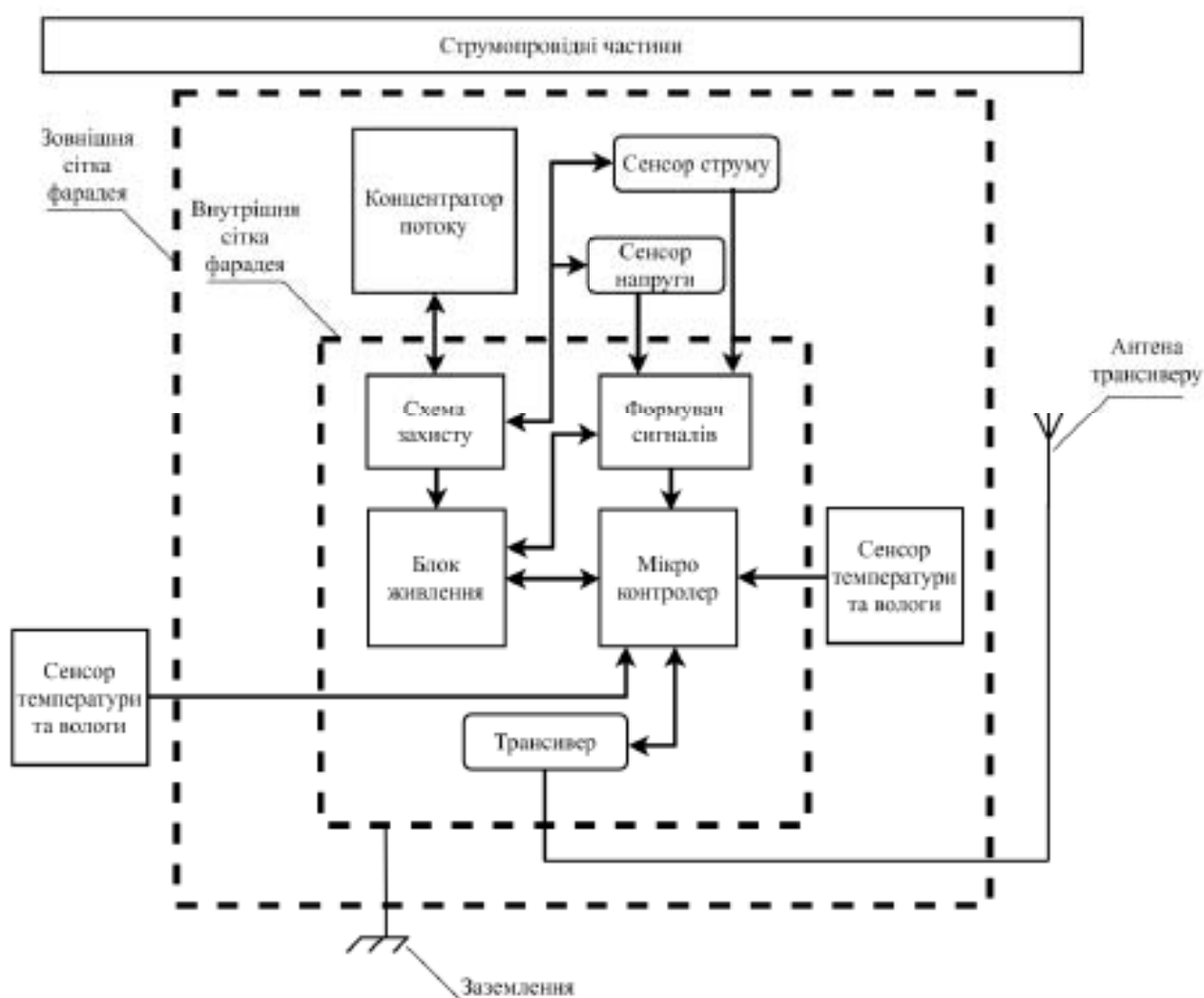


Рисунок 3.1 – Структурна схема бездротового датчика

Формувач сигналу здійснює первинну та вторинну обробку даних та інші додаткові функції: перетворення даних у необхідні формати для передачі на наступний рівень, статичну обробку даних з сенсорів, самодіагностику та



калібровку і збереження даних.

Для організації радіоканалу використовується бездротовий прийомопередавач (трансивер) з антеною, що здійснюють обмін даними між іншими пристроями, сервером, де зберігаються та диспетчерським центром, який виконує керування всією системою.

До складу блоку живлення входять власно джерело живлення з урахуванням необхідності автономності пристрою та пристрій захисту для запобігання великих значень вимірюваних струмів та напруги.

### 3.1.1 Обґрунтування вибору мікроконтролера

В якості мікроконтролера (МК) було вирішено взяти продукт сімейства STM32. Модель STM32F746IGT6, високопродуктивний 32-бітний МК Cortex-M7 на базі ARM серії STM32F7 у 176-контактному корпусі LQFP. Цей мікроконтролер загального призначення з гнучким механічним блоком FPU (Flexible Mechanical Unit), який дозволяє встановлювати прошивку МК за допомогою з'ємних носіїв, адаптивним прискорювачем реального часу (ART Accelerator) та кеш-пам'яттю L1 має 32-бітне ядро RISC, що працює на частоті до 216 МГц. Ядро Cortex-M7 має точність одного блоку з плаваючою комою (SFPU), яка підтримує всі інструкції обробки даних з одинарною точністю ARM та типами даних. Він також реалізує повний набір інструкцій DSP та блоку захисту пам'яті (MPU), що підвищує безпеку додатків. Мікроконтролер STM32F746 включає в себе високошвидкісну вбудовану пам'ять, 1024 байта пам'яті OTP, широкий спектр розширених вводів / висновків і периферійних пристроїв, підключених до двох шин APB.

Окрім високої продуктивності МК має вбудований у свою структуру АЦП, цей додаток спрощує схему датчику даючи можливість не використовувати зовнішнє АЦП, також на схемі STM32F7 присутній



### 3.1.2 Обґрунтування вибору формувача сигналів

Для формування сигналів було вибрано інтегральну схему XTR30. Основою її архітектури є операційний підсилювач (ОП) – драйвер та вимірювальний підсилювач (ВП). Завдяки цьому стає доступною можливість конструювання як формувачів сигналу напруги, так і формувачів сигналу струму, причому, на відміну від усього, - знакозмінних формувачів. Коли формувач сигналів( імпульсів) працює в режимі формування напруги, є можливість контролювати струм навантаження (через вихід I-MON), при цьому для реалізації цієї функції не потрібно встановлення зовнішнього струмового шунта.

У режимі формування струму внутрішній ВП не задіяний, і тому його можливо використовувати як високовольтний високоімпедансний канал вимірювання загального призначення. Можливим варіантом застосування каналу є віддалений контроль напруги на навантаженні. Режим роботи ІС задається через зовнішні входи. Через вхід OD вихід ІС можливо перевести у відключений високоімпедансний стан. Також ІС має функції сигналізації про аварійні режими:[62]. Функціональна ІС XTR30 та схема її підключення наведена рис.3.3.

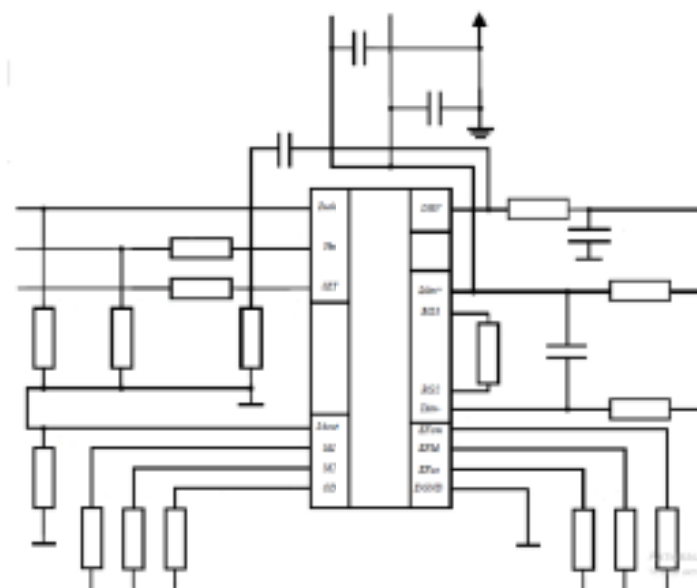




Рисунок 3.3 – Схема формувача сигналів XTR300

При необхідності автоматичного вимкнення виходу XTR300 при перегріві необхідно замкнути висновки OT та OD.[54]

### 3.1.3 Обґрунтування вибору сенсору струму

Для отримання значень струму було обрано схему на основі ОП LM358AM (рис.3.4). DA1.1 та DA1.2 реалізують двохнапівперіодний випрямляч так, що при подачі сигналу на неінвертуючий вхід ОП він посилюватиме позитивну напівхвилю змінної напруги і обмежуватиме негативну напівхвилю. Сенсор струму представлений на рис. 3.4.

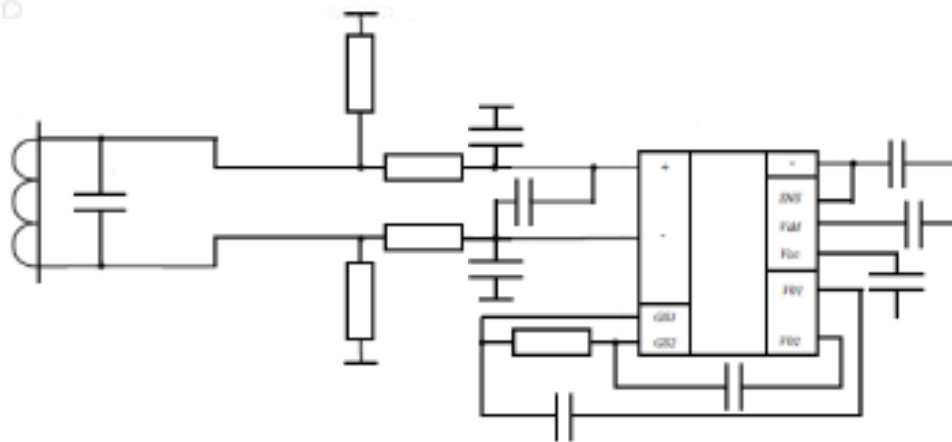


Рисунок 3.4 – Схема сенсору струму на базі операційної мікросхеми INA163

### 3.1.4 Розробка сенсору напруги

У схемі сенсору напруги, що наведено на рис.3.5 використовується діодний міст, який випрямляє мережеву напругу. Для гальванічної розв'язки

ланцюгів живлення та ланцюгів керування використовується оптопара U1 CNY65 [1]. Живлення її світловипромінюючого діода здійснюється від напруги мережі, яке випрямляється діодним мостом VD1 і знижується до необхідного значення дільником R1-C1-R2.

Детектор споживає струм лише тоді, що він підключений до мережі, тобто. основне обладнання (з прикладів вище – підсилювач потужності) включено. Сенсор напруги представлений на рис. 3.5.

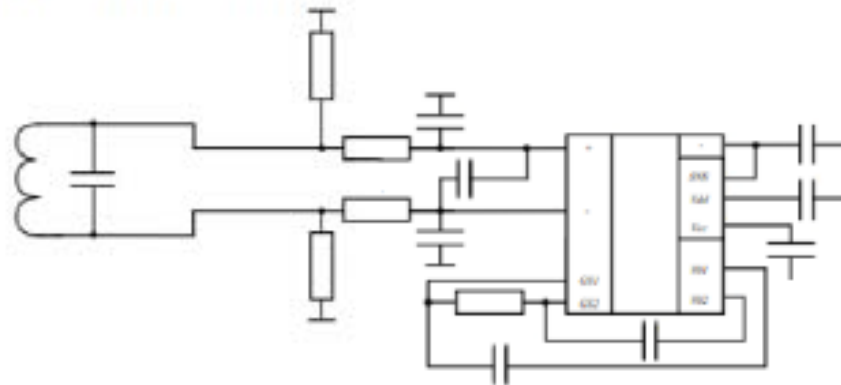


Рисунок 3.5 – Схема сенсору напруги на базі операційної мікросхеми INA163

Для реалізації блоку обробки сигналів бездротового датчику після логічних мікросхем INA163 встановлені логічні компоненти MAX532 та MAX744 представлені на рис.3.6

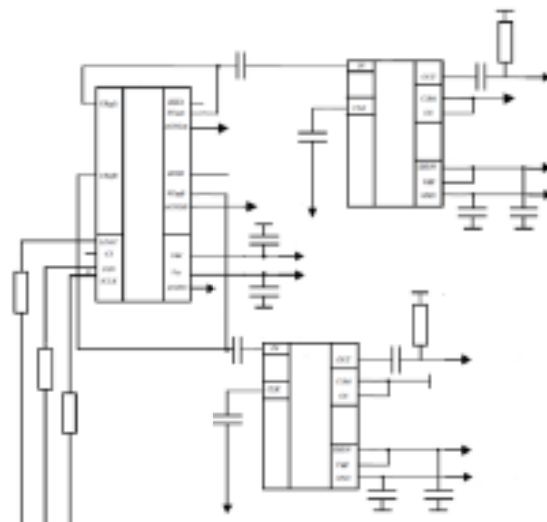


Рисунок 3.6 – Схема операційних підсилювачів сенсорів струму та

## напруги

## 3.1.5 Розробка сенсору температури та вологості

Для вимірювання температури та вологості в середині та ззовні датчику використано сенсор НН6130-021, схема включення якого наведена на рис.3.6. У режимі очікування сенсор автоматично переходить до зниженого енергоспоживання. При цьому останнє вимірне значення зберігається у внутрішньому буфері мікросхеми сенсору.

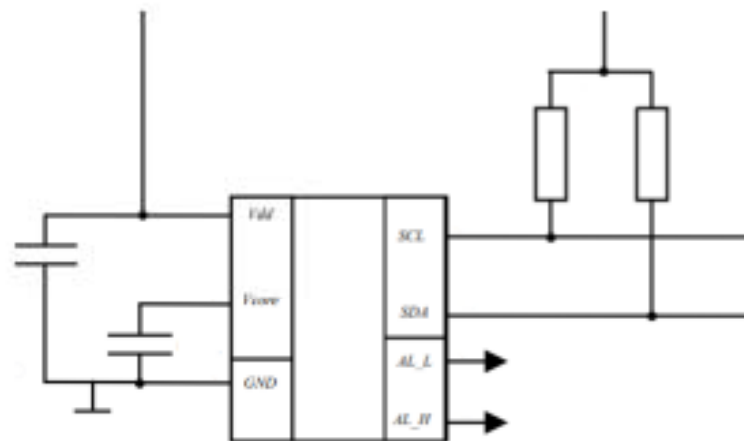


Рисунок 3.7– Схема підключення сенсору температури та вологи

Крім того, у бездротовому датчику застосовується два сенсори, один з яких буде розміщено всередині корпусу для можливості моніторингу стану, другий ззовні, для можливості аналізу факторів температури на вологості, які можуть здійснювати вплив на систему взагалі.

## 3.1.6 Розробка схеми бездротового інтерфейсу

Схему адаптеру бездротового інтерфейсу наведено на рис.3.7, де для прийому та передачі даних використовується бездротовий модуль



STC89C52RC з підсилювачем та зовнішньою антеною NRF24L01P, що працює на частоті 2.4 ГГц. При цьому відстань впевненого зв'язку становить 1100 м. Модуль може бути запрограмовано для використання як у якості приймача, так у якості передавача інформації як і можливо будувати мережі типу "зірка". Таким чином при умові реалізації байесовських алгоритмів обробки можливо реалізовувати ієрархічні мережі бездротових датчиків. Керування модулем може здійснюватись за сучасними протоколами протоколами MEK61850.

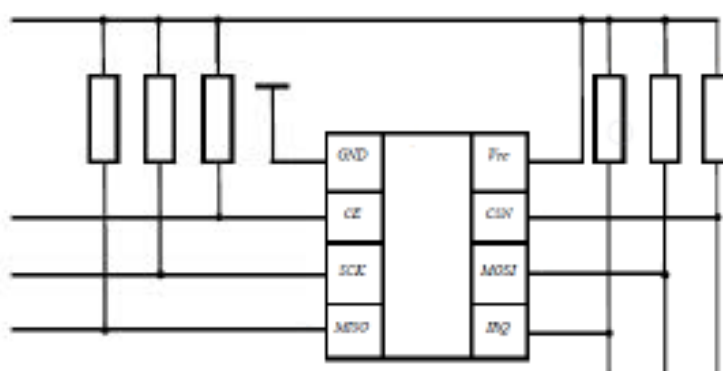


Рисунок 3.8 – Схема пристрою для бездротової передачі даних

### 3.2 Аналіз методів живлення бездротового датчику:

В ході дослідження було знайдено ряд альтернативних джерел живлення бездротового датчику?

- Метод механічного збору енергії.

Механічні вібрації можна перетворити в електричну енергію за допомогою ряду методів: п'єзоелектричної техніки, системи індуктивної пружини та електростатичного методу. Проектування узагальненої системи збору енергії, яка працює для довільного вібраційного джерела, стає складним завданням, оскільки ефективність, з якою збирається енергія, залежить від резонансної частоти вібрації, яка може бути неоднаковою для різних джерел.

- Метод теплового збору енергії.

Термогенератор заснований на ефекті Зеебека, який стверджує, що два різнорідних метали, з'єднані на двох з'єднаннях, які підтримуються при різних температурах, виробляють електричну напругу на з'єднанні. Отримана напруга пропорційна різниці температур між гарячим і холодним спаєм.

- Метод з використанням сонячних батарей.

Сонячні панелі характеризуються двома параметрами: напругою холостого ходу ( $V_{oc}$ ) і струмом короткого замикання ( $I_{sc}$ ). Сонячна панель веде себе як джерело струму з обмеженою напругою. Через його дію, схожу на джерело, важко живити систему навантаження безпосередньо від сонячної панелі [72].

- Метод збору енергії електричного поля.

Струм зміщення може бути використаний для заряду пари конденсаторних пластин для зберігання енергії електричного поля в конденсаторі.

- Метод збору енергії магнітного поля.

Магнітне поле поблизу комунальних пристроїв, створене змінним струмом, що протікає через ці засоби, може використовуватися для живлення датчиків, встановлених поблизу. Для перетворення енергії магнітного поля в електричну можна використовувати принцип закону електромагнітної індукції Фарадея.

- Метод збору енергії з електромагнітних хвиль.

Рішенням цієї проблеми може бути навмисна передача радіочастотної енергії виключно з метою живлення пристроїв. Ця практика поширена в системі радіочастотної ідентифікації (RFID), яка одержує енергію індуктивно, ємнісно або радіаційно від зчитувача міток. Існують два різних принципи, за якими RFID-мітки працюють, активний і пасивний [79]. Активні RFID-мітки живляться від батарейок. Пасивні RFID отримують енергію автономно, використовуючи радіочастотні сигнали від базової станції.

- Збір енергії магнітного поля з використанням п'єзоелектричного

матеріалу.

Для перевірки першого методу була розроблена система, де магніт був прикріплений до краю п'єзоелектричного згинача біморфного – ПЗБ (ПЗБ) і утримувався в змінному магнітному полі змінного струму. ПЗБ складається з пасивної металевої підкладки, наклеєної на п'єзокерамічну смужку. Під впливом змінного у часі магнітного поля змінного струму магніт вібрує. Коливання ПЗБ, що змінюються у часі, створює пропорційну змінну напругу. Частота механічних коливань магніту така ж, як і частота змінного магнітного поля. Отже, напруга, що створюється на клеммах п'єзоелектричного матеріалу, також становить 60 Гц. По суті, енергія магнітного поля перетворюється в електричну за допомогою коливальної кінетичної енергії п'єзоелектричного згинача.

– Збір енергії магнітного поля з використанням електромагнітної індукції

Використання закону електромагнітної індукції Фарадея. У цьому експерименті різні конфігурації котушок, намотаних навколо сердечника, були розміщені поблизу (або обмотані навколо) провідника зі струмом.

Виходячи з аналізу методів живлення бездротового датчику можна побудувати таблицю з щільністю потужностей.

Таблиця 3.2 – Типові щільності потужностей від різних джерел збору енергії

Джерела	Продуктивність
Вібрації	П'єзоелектричний генератор: 375 ПВт/см <sup>3</sup> при 120 Гц [84]
	Мікрогенератор: 800 ПВт/см <sup>3</sup> при 110 Гц і амплітуді 200 Пм [85]
	Електростатична: 800 мВт при стиснення 3 мм і 2 кроки в секунду



Теплові	470 mW/cm <sup>3</sup> at DT=100 oC
Сонячна	1 mW/cm <sup>2</sup> на сонячному світлі і 1 PW/cm <sup>2</sup> при яскравому внутрішньому освітленні
Електромагнітні хвилі	200 mW @ 902-928 MHz з 0-20 RF dBm вхідна потужність
Магнітне поле	СТ : 1-3 W/g at 200A первинний струм
Електричне поле	8.8 mW/m <sup>3</sup> in a 400 kV підстанції
П'єзоелектрик	СТ : 1-3 W/g at 200A первинний струм
ЕМ індукція	8.8 mW/m <sup>3</sup> in a 400 kV підстанції

### 3.3. Захист датчика від перешкод

Датчик буде встановлюватися на струмопровідні частини енергетичного об'єкта, що вимірюється, прикладом тому можуть бути прості лінії електропередач (ЛЕП), вхідні і вихідні кабелю автотрансформатора (АТ), ПТС і ПТН та інші.

Як правило, навколо такого обладнання в його робочому режимі виникають електромагнітні поля і чим більший габарит такого апарату, тим більший потік енергії він через себе проводить, генерує, переробляє, що в результаті збільшує розмір електромагнітного поля і ми отримуємо електромагнітні перешкоди.

Для пристроїв, у тому числі датчиків, перешкоди викликані природою обладнання, над яким здійснюється моніторинг не є чимось необхідним, навпаки, подібні перешкоди можуть порушити роботу, що ще гірше вплинути на пристрій, що він вийде з ладу і вимагатиме капітального ремонту.

З розглянутих варіантів захисту датчика була обрана сітка Фарадея.

Принцип дії клітини Фарадея полягає в тому, що зовнішнє електричне поле призводить до перерозподілу вільних електронів у струмопровідному матеріалі клітини таким чином, що протилежні сторони заряджаються. Їхне

поле компенсує зовнішнє поле, і всередині поле відсутнє. Тобто клітина Фарадея це як ідеальний порожнистий провідник, саме перерозподіл зарядів викликає в даному провіднику електричний струм, який припиняється, коли зовнішнє електричне поле компенсується.

Для екранування від високочастотного випромінювання враховується розмір клітинки клітини, вона повинна бути меншою за довжину хвилі випромінювання. Оскільки змінне магнітне поле створюється змінним електричним полем, а змінне електричне поле неспроможна проникнути в Фарадееву сітку, те з цього випливає що й магнітне змінне полі у неї проникає.

Так як дослідження націлене на бездротову передачу даних, а клітина Фарадея блокує крім електромагнітних хвиль, що входять до неї, так і виходять з неї, але вже меншою мірою, таким чином, передавач, приймач або антенна, за умови роботи на високій частоті може «продавити» свій сигнал крізь поверхню клітини, перебуваючи і працюючи зсередини.

Один із головних моментів у тому, що клітина Фарадея не забезпечує повний захист від електромагнітного випромінювання (ЕМІ), що йде зовні, є відсоток пропускання всередину клітини. Розглядається 2 варіанти захисту датчика від ЕМІ - проста металічна сітка - класичний варіант клітини Фарадея або більш сучасний варіант - сталевий лист, який забезпечить краще поглинання вплив від ЕМІ.

### 3.4 Розробка електричної принципової схеми

На основі структурної схеми бездротового датчику (рис. 3.1) було розроблено схему електричну принципову, що наведена на (рис 3.8), а перелік елементів до неї – у Додатку А.

В схемі електричній принциповій основним елементом є цифрова мікросхема DD на основі мікроконтролеру STM32, умовою його вибору є

продуктивність ARM Cortex-M7, яка виявляється набагато ближче до цифрових сигнальних процесорів, ніж ARM Cortex-M4. ARM Cortex-M7 та може виконувати операції запису та читання та паралельність математичними операціями з нульовим числом порожніх циклів.

Початок роботи блоку обробки сигналів бездротового датчику починається з отримання на вимірювальні перетворювачі(сенсори струму та напруги) B1 та B2, які своїми виводами підключені через резистори до логічних мікросхем DA1.1 DA1.2, які в свою чергу передають сигнал до аналогового підсилювача DA2, той в свою чергу розподіляє отримані результати та передає до мікросхем DA3.1 та DA3.2 де відбувається передача даних до формувача сигналів DD1, який формує пакет інформації та передає до МК -



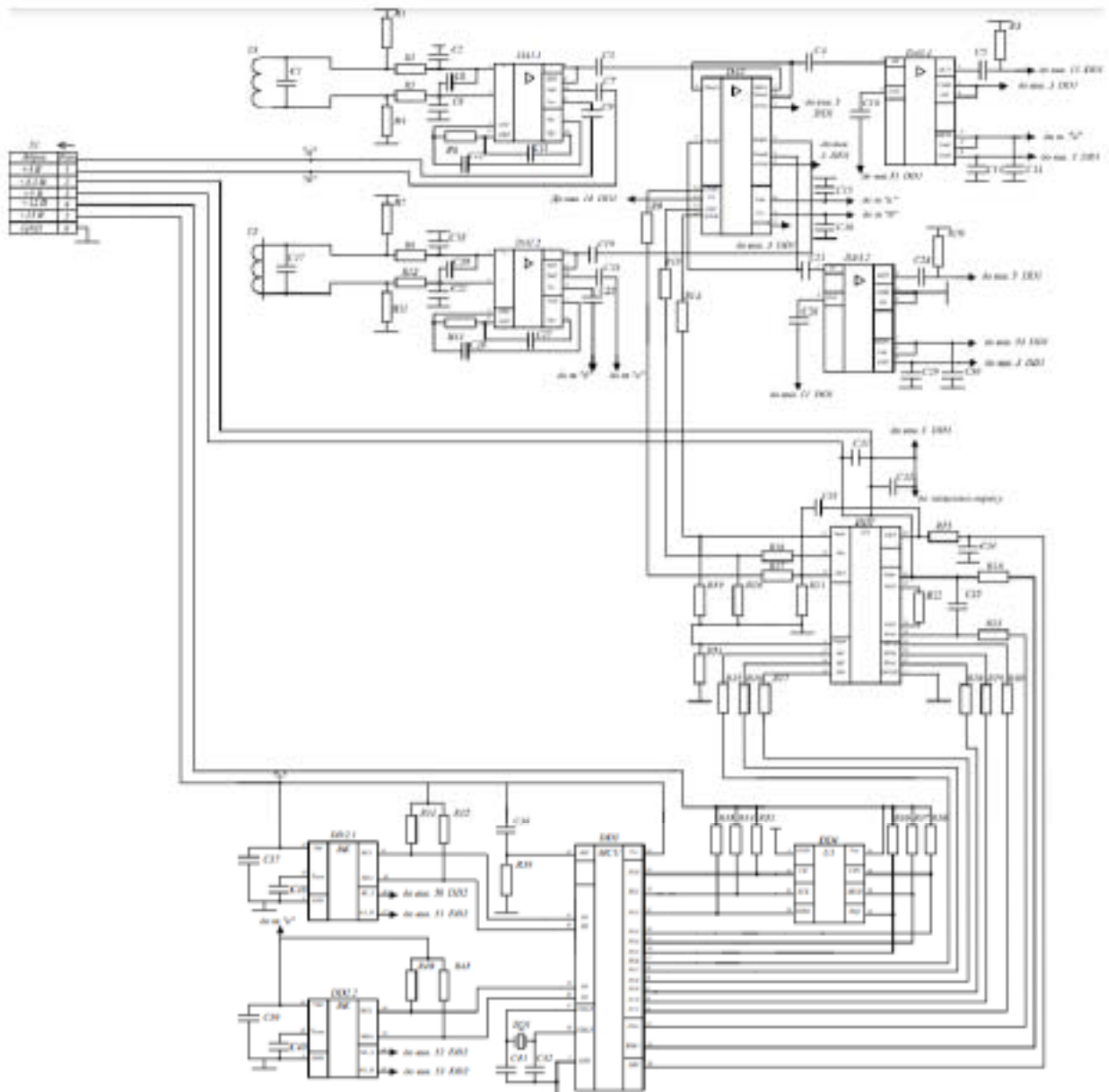


Рисунок 3.9– Електрична принципова схема блоку обробки сигналів бездротового датчика

### 3.5 Моделювання процесів обробки сигналів у бездротовому датчику

Модель являє собою запропонований метод обробки сигналів напруги та струму подібно до процесу, який відбувається в реле, а саме для зміни частоти та кількості вибірок за цикл. Симулятор формував сигнали напруги та струму однофазного короткого замикання із супроводом цих сигналів. Ці

сигнали були надіслані на віртуальний сенсор, де були записані та змінені у форматі на Comtrade (Загальний формат для перехідного обміну даними для енергосистем); після цього сигнали були відправлені на модель зображену рис 3. Comtrade — це формат файлу для даних про стан, пов'язаних із системою перехідного живлення та зберіганням сигналів. Крім блоків, що моделюють ці фізичні елементи, модель також містить блоки відображення та розрахунку для графічного представлення результатів змодельованих сценаріїв. Модель представляє моделювання цифрового датчику на основі зв'язку з використанням програмного забезпечення MATLAB та модель, перевірену в ненормальних умовах (КЗ) та при різних типах несправностей, як показано на рис. 3.9.

Модель виконана в середовищі програмування Matlab Simulink (рис.3.9) з використанням елементів бібліотеки Sim-Power-Systems. Першим кроком є отримання сигналів струму та напруги з боку трансформатора струму та напруги та застосування до них деяких функцій. Логічний елемент за допомогою математичного рівняння перетворює плавний сигнал у вихідний сигнал сходового рівня. Швидке перетворення Фур'є (ШПФ) — це швидша версія дискретного перетворення Фур'є (ДПФ), яка використовується для знаходження основної частоти та вищих частот, що містяться у вхідному сигналі [57].

Використовуються аналогові фільтри низьких частот із згладжуванням з відповідною частотою зрізу. Зберігання та вибірка сигналу є другим блоком сигнального процесу, який перетворює аналоговий сигнал у вибірку.

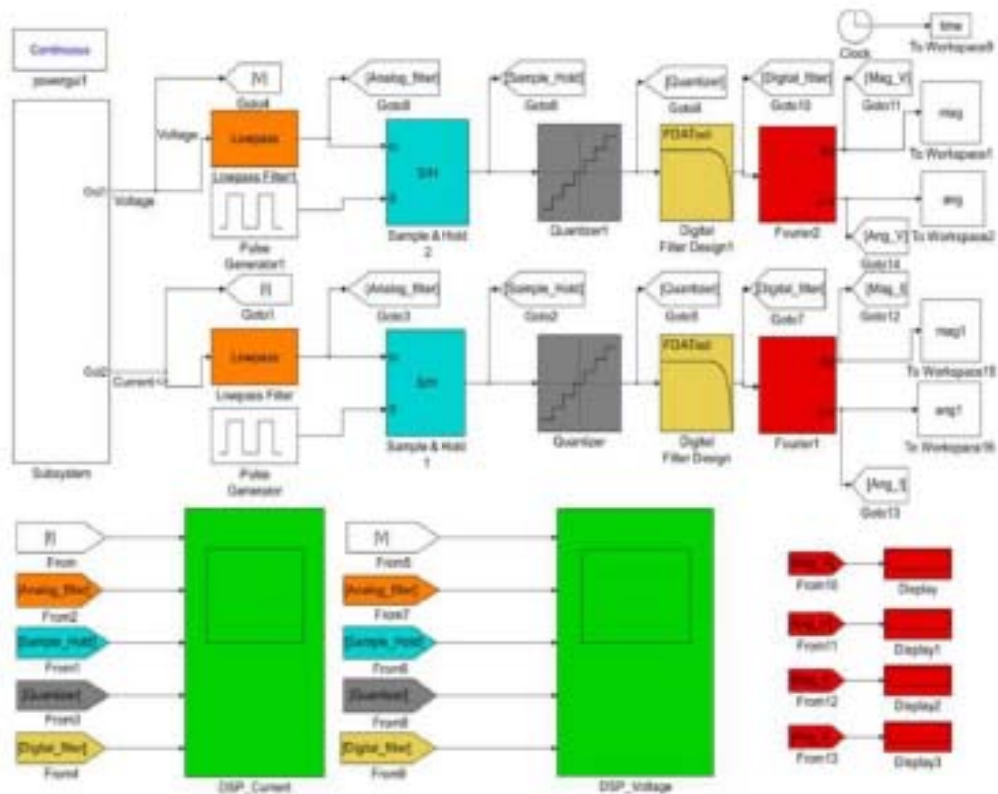


Рисунок 3.10 –Завдання для моделювання датчику в MatLab Simulink

Логічний елемент на основі математичного рівняння перетворює плавний сигнал у вихідний сигнал сходового рівня. Швидке перетворення Фур'є (ШПФ), як швидка версія дискретного перетворення Фур'є (ДПФ), яка використовується для знаходження основних та високих частот, що містяться у вхідному сигналі [59]. Фільтр наднизьких частот може фільтрувати кожен канал вхідного сигналу окремо, як показано на рис. 3.10

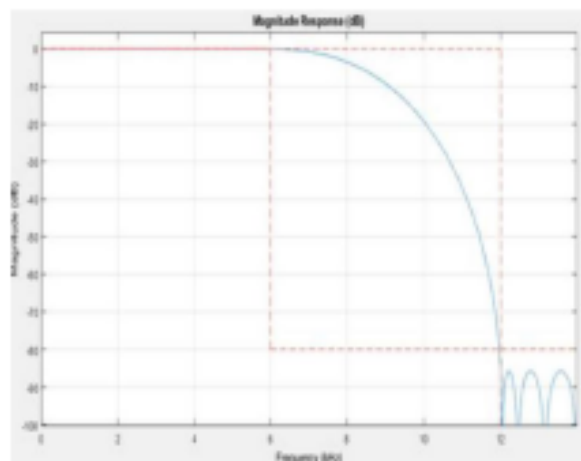


Рисунок 3.11 Характеристика фільтра наднизьких частот



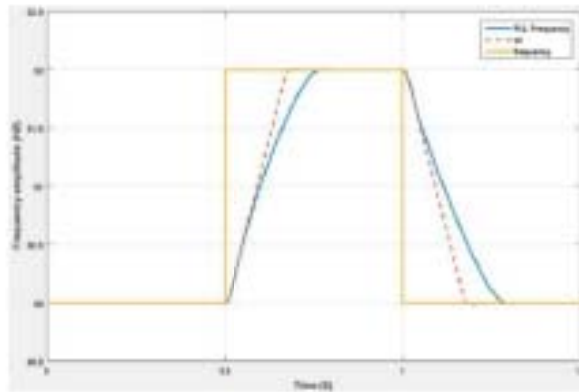


Рисунок 3.12 – Часова залежність зміни частоти напруги мережі при комутації від 50 до 52 Гц.

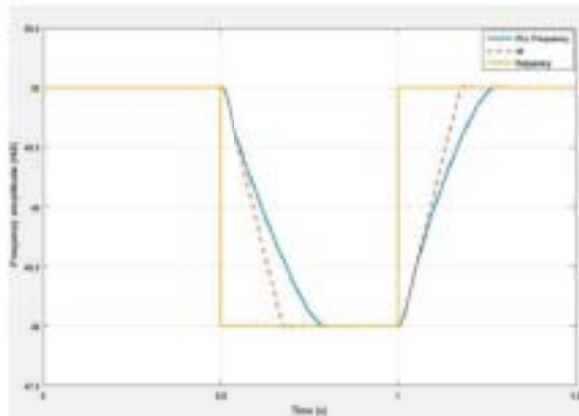


Рисунок 3.13 – Часова залежність зміни частоти напруги мережі при комутації від 48 до 50 Гц

Спотворена напруга і форма струму можуть складатися з гармонічних компонентів; однак спотворену форму сигналу можна розкласти на основну синусоїдну форму сигналу на номінальній частоті та частотах гармоній. Розкладання спотворених сигналів може бути виконано за допомогою перетворення Фур'є, як показано на рис. 3.11. У цьому тесті можна оцінити функцію сенсору та вплив гармонік. Тест поділяється на різні рівні. Перший рівень заснований на гармонійному ефекті змішаних гармонік та окремих гармонік. Обидва використовуються для тестування роботи захисту та моделі Simulink, враховуючи, що захист — це ІЕП, а Matlab — це модель Simulink. Дискретне перетворення Фур'є використовується для обчислення THD в

моделі Matlab. Спектр DFT одноциклового (20 мс) сигналу напруги було отримано, застосування DFT до перших 20 мс вибіркового сигналу призводить до лінійного спектру на дискретних частотах 50, 100, 150 Гц тощо. На рис. 3.12 видно, що домінує компонент 50 Гц, це вже видно з вихідного сигналу. Сигнал напруги містить значущі компоненти на парних гармоніках 100, 200 і 300 Гц. На рис. 3.13 показано розкладену форму сигналу напруги з гармонічними спотвореннями трьох гармонік (3-ї, 5-ї, 7-ї) за допомогою перетворення Фур'є/вікна Matlab. Аналіз гармонік був перевірений і виміряний за допомогою моделі Matlab.

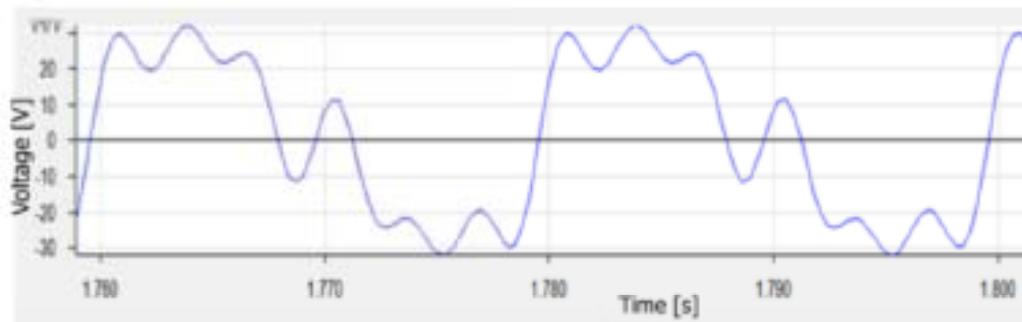


Рисунок 3.14 – Розкладена форма сигналу напруги за допомогою гармонічного спотворення трьох гармонік



Рисунок 3.15 – Розкладена форма сигналу напруги за допомогою гармонічного спотворення трьох гармонік

Тест може проілюструвати гармонійні спотворення. Було застосовано однофазне замикання дистанційного цифрового сенсору, і в результаті МК

рішення про несправність. МК може зберігати всі події в реєстраторі аварій. На рис. 3 показано замикання однієї фази на землю на лінії електропередачі в енергосистемі з високим вмістом гармонік. Передбачається, що існують три гармоніки (3-я, 5-а і 7-а). Сенсор дистанційного захисту показує миттєве значення трифазної напруги з високим вмістом гармонік, коли виникає одна фаза із землею.

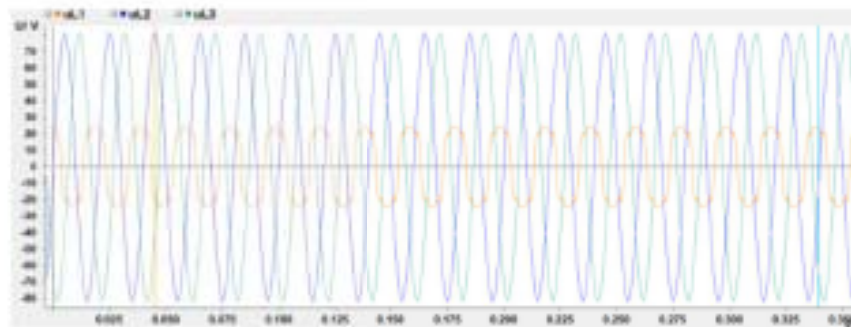


Рисунок 3.16 – Зображення розрахунку середньоквадратичного значення струму під час стаціонарного режиму та замикання

Рис. 3.15. показує розрахунок середньоквадратичного значення струму під час стаціонарного режиму та замикання (коротке замикання) між фазою В і землею. Блок фільтрів THD пропонує можливість пом'якшити гармоніки, а фільтр THD призначений для зменшення 5-ї, 7-ї, 11-ї та 13-ї) гармонік, оскільки відомо, що формувач імпульсів сенсор має здатність видаляти гармоніки до 5-ї.

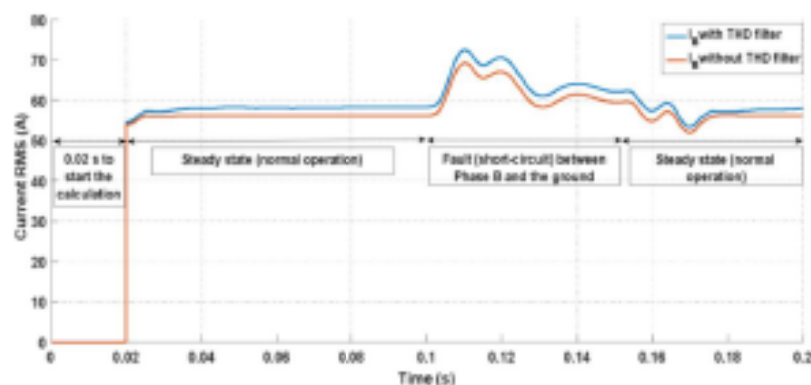


Рисунок 3.17– Порівняння обчислення середньоквадратичного



значення струму за допомогою фільтра THD та без фільтра THD.

На рис. 3.16 показано порівняння середньоквадратичного значення напруги з THD фільтром і без нього. Рис.3. підтверджує припущення, що середньоквадратична напруга з THD фільтром нижча, ніж середньоквадратична напруга без THD фільтра.

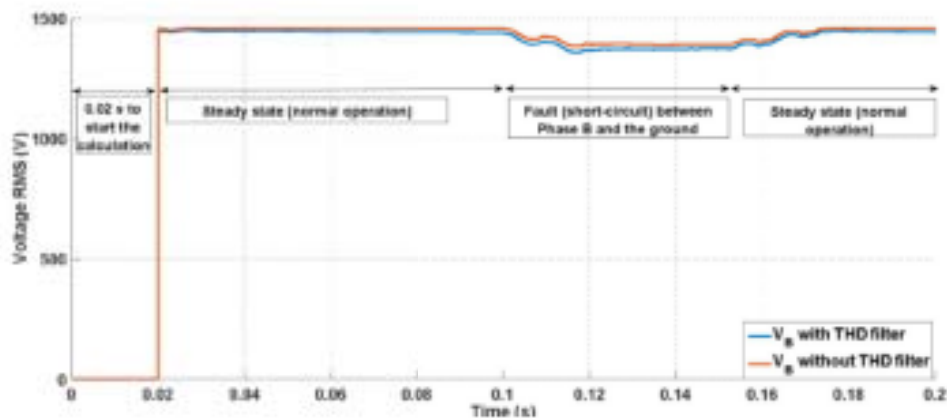


Рисунок 3.18 – Порівняння обчислення середньоквадратичного значення струму за допомогою фільтра THD та без фільтра THD.

THD визначається як середньоквадратичне значення загального вмісту гармоній сигналу, поділене на середньоквадратичне значення його основного сигналу.

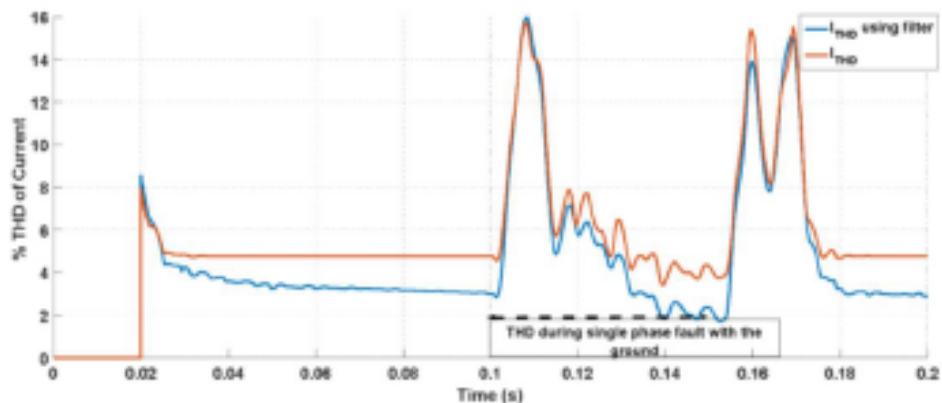


Рисунок 3.19 – Порівняння відсоткового значення THD поточного обчислення за допомогою фільтра THD та без фільтра THD.

На рис. 3., коли моделювання виконується в нормальному стані, THD зменшився відповідно на 1%-2% при застосуванні фільтра, під час короткого замикання THD відповідно зменшився на 0,4%-1,7%. На рис. 39., коли моделювання проводилося в нормальних умовах, Коли під час короткого замикання був реалізований фільтр, THD зменшився відповідно на 2% до 5%.

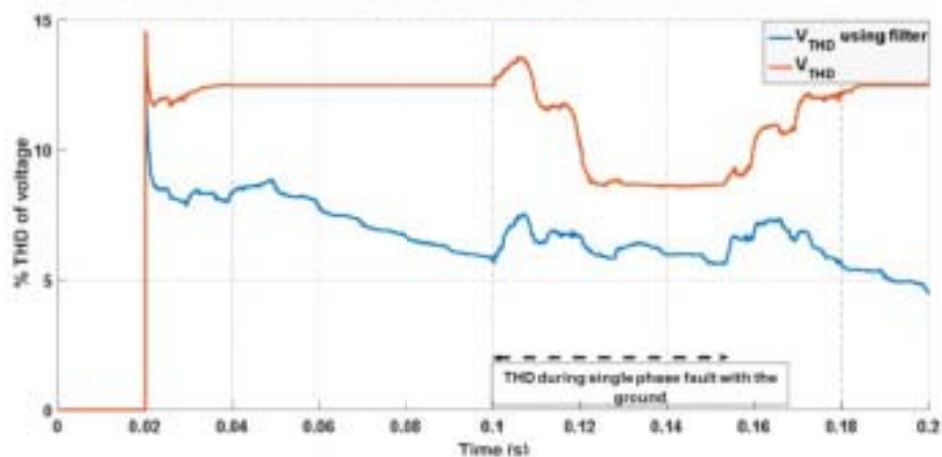


Рисунок 3.20 – Порівняння відсоткового співвідношення THD обчислення напруги з фільтром THD та без нього.

Отже, була розібрана частина цифрової обробки сигналів в енергосистемі. Крім того, наведено різні методи порівняння алгоритму сенсору та реле, які можна використовувати в енергосистемі на основі впливу гармонік, коли вони вводяться у високих значеннях. Реалізація тесту вимагає аналізу виникнення подій в енергосистемі. Кожна подія, що міститься у вхідних сигналах, може бути імпортована в Matlab через зчитувач Comtrade, який зчитує вибрану подію. Цифрові реле обмежені, оскільки вони можуть реагувати лише на зміни величини основного струму або напруги. Що стосується реле максимального струму, то низький рівень гармонійних спотворень може не впливати на їх роботу. Однак, що стосується дистанційних реле, хоча здатність реле знаходити несправності за межами зони все ще може бути надійною, коли справа доходить до несправностей,

розташованих поблизу межі зони, існує ймовірність того, що дистанційне реле буде помилковим щодо місця розташування, тому застосування бездротових датчиків струму та напруги, у майбутньому з додаванням у свою структуру мікропроцесорного реле зможе дати потужний поштовх вперед системам моніторингу та контролю параметрів електрообладнання.

### 3.6 Синтез програмного коду керування мікроконтролером

Для керування мікроконтролером було розроблено на мові C++, програмний код який наведено у Додатку Б, а блок схема якого показана на рис. 3.21

Робота алгоритму починається з запуску датчику та вимірювання струму з напругою, потім в програмі бездротового датчику виконується обчислення амплітудних та фазних складових після чого відбувається обчислення вибірових значень у заданих точках, за обчисленням слідує умова: якщо значення не збігаються з заданими параметрами, то система починає повторне обчислення величини амплітуди та фази, як показано на рис. 3.20.

При умові коли вибірові значення співпали необхідне виконання ще одної умови, відмові якої алгоритм починає повторне обчислення амплітуд та фазних складових. Значення яке співпало передає потік інформації далі до формувача сигналу попередньої фільтрації, де сигнал переходить до обчислення коефіцієнтів вейвлет перетворення.

Наступним кроком відбувається ініціалізація оцінок частоти мережі, за цим слідує розрахунок вагового коефіцієнту за рівнянням:  $(8a-b)-(9a-b)$ . Далі постає умова виконання якої перенесе сигнал на новий рівень виконання умови відповідності, а не сигнал, який не задовольняє вказані параметри починає повторний шлях з ініціалізації оцінка частоти.

Відповідність необхідним вимогам запускає процес виміру температури



та вологості навколишнього середовища та стану всередині корпусу датчику.

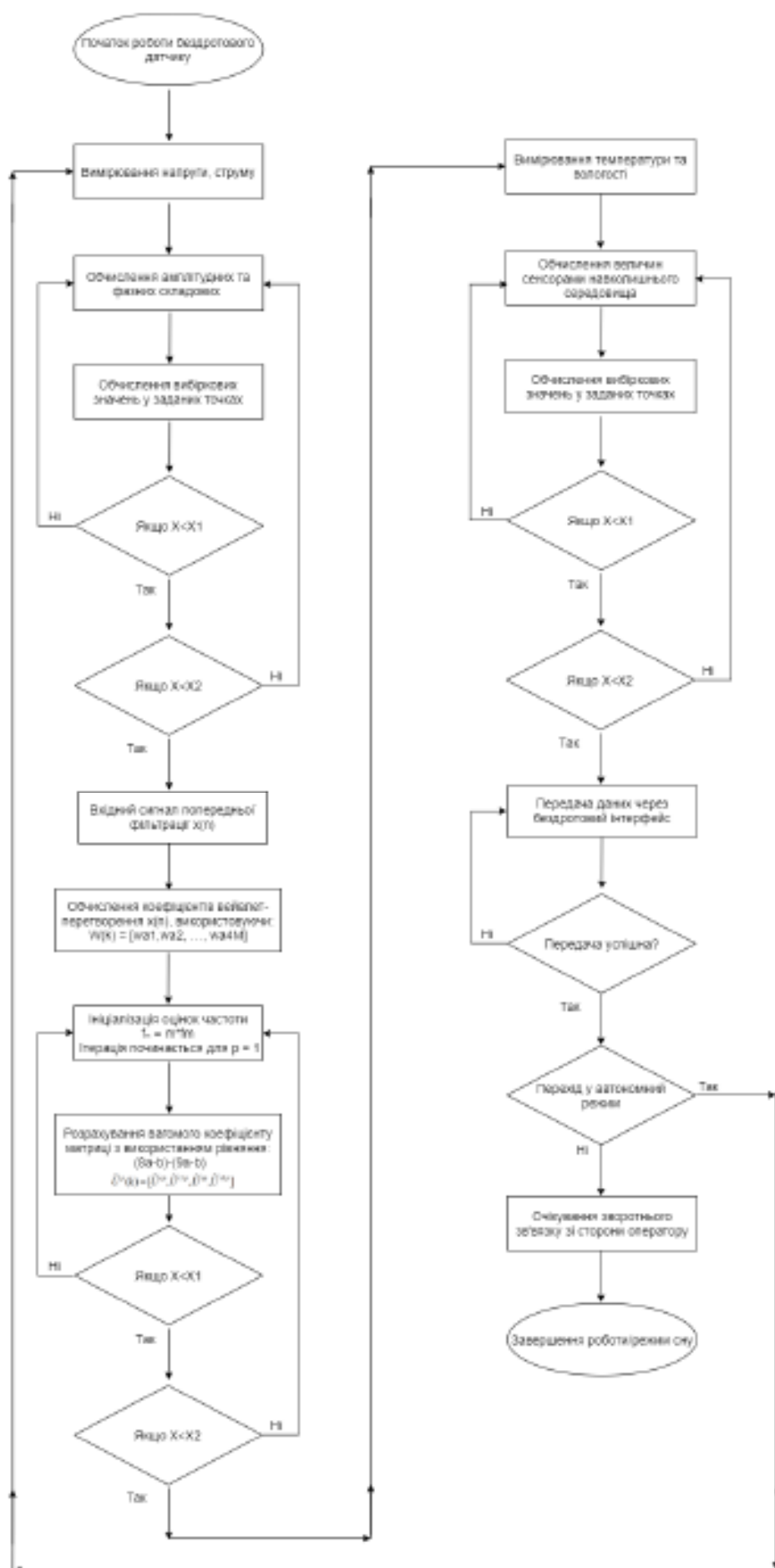


Рисунок 3.21 – Алгоритм роботи бездротового датчику

Величини обчислюються безпосередньо в самому датчику, а потім у вигляді бінарного коду передаються до МК, який вже сам робить вибірку значень та обчислює їх у заданих точках, виносячи в основу умову необхідну для виконання, яка може призвести до відправлення сигналу до датчиків температури та вологості на повторне обчислення, але якщо програма визнала результат прийнятним, то відбувається перехід до наступного етапу, де умова вимагає

Дослідження розробленого коду показали, що він займає 82кбайт у оперативній пам'яті мікроконтролера, наприклад глобальні змінні використовували 24кбайт пам'яті.(Наприклад запуск процесу вимірювання після «режиму сну»)

Таким чином, процес вимірювання складається з двох тактів - такт вимірювання даних та такт зняття даних. При організації програми на початку існують декілька варіантів розвитку подій при роботі бездротового датчику за алгоритмом: Рис.3.20 – алгоритми імпульсів бездротового датчику

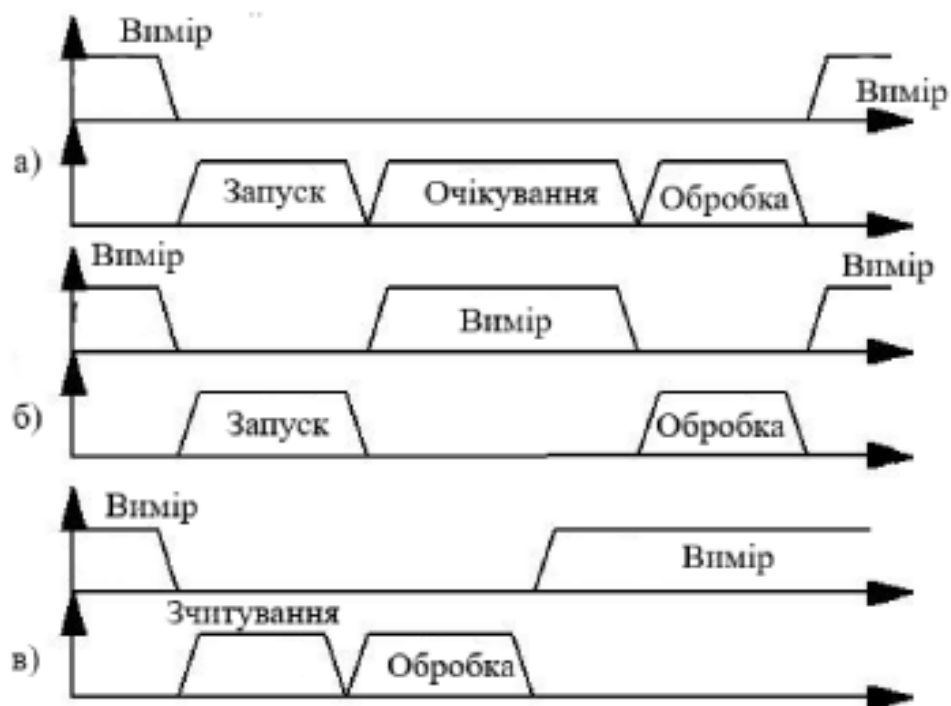


Рисунок 3.22 – Робота бездротового датчику



Алгоритм «А»: Запуск режим вимірів, очікування результатів , обробка отриманих даних.

Алгоритм доволі простий, проте за ним криється проблема - під час очікування виконання вимірювань МК простоює, не виконуючи завдань. У більшості енергетичних систем такий підхід не являється доцільним.

У вигляді коду це цей сценарій зображується так:

```
Sensor.Start();//запуск процесу вимірювань  
delay(MINIMAL_SENSOR_DELAY_TIME);//очікування завершення процесу
```

```
int var = Sensor.Read();// зчитування даних
```

Алгоритм «Б»: Запуск режиму вимірювань, повернення до інших завдань, з часом спрацювало переривання, зважаючи на дані. Такий підхід більш складний і займає більше пам'яті МК:

```
void Setup(){  
TimerIsr.Setup(MINIMAL_SENSOR_DELAY_TIME);//налаштування переривання по таймеру з необхідною періодичністю
```

```
int mode = START; // змінна станів
```

```
Sensor.Start();//запуск процесів вимірювань первинними перетворювачами
```

```
}
```

```
TimerIsr.Vector(){//обробник переривання за таймером
```

```
if (mode == START{
```

```
mode = READ;
```

```
var = Sensor.Read();//якщо датчик був у режимі вимірювання, відбувається зчитування даних
```

```
}
```

```
else
```

```
{
```

```

mode = START;
Sensor.Start();//якщо датчик був у режимі зчитування даних,
запускається новий цикл вимірювань
}
}

```

Алгоритм «Б» дозволяє варіювати час між циклами вимірювань та циклами зчитування. наприклад, логічні елементи повинні мати доволі високу швидкодію для передачі даних вимірювань з сенсорів струму та напруги до формувача імпульсів, який в свою чергу повинен їх обробити та передати до МК, де в той сформує необхідний формат даних та відправить їх по ланцюжку по бездротовому інтерфейсу з захистом від втручання на прикладі протоколу TelNet повинні встигнути отримати після попередніх вимірювань, або встигнути нагрітися під час вимірювань. Це різні періоди часу.

Алгоритм «В»: Зчитування даних, запуск нового циклу вимірювання. Завдяки цьому датчик дозволяє після зчитування даних запускати новий цикл вимірювань, код:

```

void Setup(){
TimerIsr.Setup(MINIMAL_SENSOR_DELAY_TIME);//налаштування
переривання по таймеру з необхідною періодичністю
Sensor.Start();//запуск процесу первинних вимірювань
}
TimerIsr.Vector(){//обробник переривання за таймером
var = Sensor.Read();//зчитування даних
Sensor.Start();//запуск повторного циклу вимірювань
}

```

Алгоритм «В» дозволяє значно скоротити час також, такий метод працює без переривань. Бездротовий датчик зберігає обчислене значення до відключення живлення. З урахуванням того, що зчитувати сигнали з сенсору вологості та температури через його інерційність в 15 секунд часто і не потрібно, в алгоритм вносяться зміни:

```
void Setup(){  
  Sensor.Start();//запуск процесу первинних вимірювань  
  while(1){  
    //зняття додаткових даних(температури та вологості)  
    var = Sensor.Read();//зчитування даних  
    Sensor.Start();//запуск повторного циклу вимірювань  
  }  
}
```

Таким чином розроблено програмний код керування мікроконтролером датчику, що займає 82 КБайт, а глобальні змінні займають 24 КБайт оперативної пам'яті мікроконтролеру. Також для цього коду розроблений алгоритм роботи, який має декілька циклів роботи в залежності від відповідності сигналів необхідним умовам для продовження процесу обробки по тракту блоку обробки сигналів бездротового датчику



## 4. РОЗРОБКА ДРУКОВАНОЇ ПЛАТИ БЕЗДРОТОВОГО ДАТЧИКУ

### 4.1 Обґрунтування обрання інструментарію розробки друкованої плати

З метою автоматизації проектування друкованих плат найбільшого розповсюдження набули такі САПР, як DipTrace, Cadsoft Eagle, EasyEDA.

Програмний продукт DipTrace представляє собою багатофункціональний САПР по розробці електронних друкованих плат та схемотехнічної документації для проектів будь-якої складності. Процес створення друкованої плати відбувається від ідеї користувача до готового пристрою.

DipTrace являє собою інтуїтивну САПР, яка включає в себе: простий інтерфейс користувача, багатотомну та високорівневу ієрархію, ручне трасування з диференційними парами та моделювання плати у тривимірному форматі.

Усі модулі DipTrace мають загальні функціональні принципи та безліч налаштованих «гарячих» клавіш для швидкої роботи. Програмне середовище відповідає сучасним вимогам схемотехніки.

Cadsoft Eagle представляє собою комплексну САПР для проектування друкованих плат від проектування електричних принципових схем до збереження друкованої плати та її трасування. Програмне середовище Eagle дозволяє розробляти друковані плати розміром 1600 на 1600 мм, з величиною дозволу 1/10000 мм. Таку точність дозволяють здійснити вбудовані в програмне забезпечення модулі, такі як: «Schematic module (графічний редактор схем), Layout Editor (редактор друкованих плат), Autorouter (автоматичний трасувальник)». Окрім цього програмне середовище має широку бібліотеку стандартних компонентів, які часто використовуються в електротехніці, що прискорює створення друкованих плат. Також Cadsoft

Eagle включає в себе модулі, які перевіряють вірне підключення електричних ланцюгів та правильність розташування компонентів на платі.

Найбільша відмінність цієї програми є повна синхронність змін в проекті. При внесенні правок в будь-який компонент чи його видалення понесе за собою зміну відображення рисунка плати, тоді коли наприклад в DipTrace та інших САПР цю особливість було необхідно відстежувати.

EasyEDA — веб-середовище для автоматизованого проектування електронних пристроїв, призначене як для студентів-ентузіастів, так і професіоналів.

В основі EasyEDA лежить хмарний сервіс, який проводить усі обчислювальні операції за рахунок потужних комп'ютерів, розташованих у Китаї. Таким чином, швидкість виконання завдань залежить не від характеристик вашого комп'ютера, а від швидкості інтернет-з'єднання. Також сервіс має десктопний клієнт, який трохи спрощує та прискорює роботу, але всі операції так само виконуються через хмару.

EasyEDA надає широкий спектр можливостей, наприклад: редактор схем електричних принципових, редактор друкованих плат, автотрасування друкованих плат, переглядач друкованої плати в 3D, створення файлів для виробництва (Gerber) друкованої плати, можливість моделювання схем електричних принципових, експорт у BOM (така своєрідна специфікація ) і багато іншого.

Центр взаємодії можна описати як соціальну мережу, де можна ділитись своїми проектами електронних пристроїв, бібліотеками компонентів та корпусами з іншими учасниками середовища. Проекти можуть бути як приватними, які можна бачити і редагувати тільки користувачеві, так і публічними.

Зручний редактор схем надає можливість швидкої побудови електронних схем з використанням, як архівних так і загальнодоступних бібліотек в мережі. Така функція надає постійне автоматичне оновлення



компонентів(при наявності доступу до мережі інтернет) та можливість використання актуальних систем. Ще один із модулів яких входить до цього САПР – симулятор ланцюгів, який надає можливість перевірки аналогових, цифрових та змішаних схем з використанням підсхем та різних моделей. Ще один аспект, який мав вирішальний голос – це розробка друкованих плат в онлайн, тобто із використанням інтернет – мережі . Така функція дозволяє швидко та точно виконувати роботу над багатопшаровими друкованими платами з великою кількістю контактних майданчиків.

Обрана система являється доволі стабільною під час роботи, надійною з точки зору наявності великого обсягу бібліотек та швидкого збереження файлів розроблюваної схеми, також вельми просто в освоєнні.

Інтерфейс користувача наповнений функціональними меню, які прискорюють роботу над проектом.

Ще одна велика перевага обраної САПР полягає в можливості імпортування вже існуючих проектів з таких середовищ як: KiCad, Eagle, Altium, а потім редагувати їх в програмному забезпеченні EasyEDA. Окрім того, ще зручною можливістю є те, що користувачі мають доступ до широкої «колекції Open source module» - колекція модулів, створена інженерами-електронниками для того щоб кожний, хто займається схемотехнікою зміг підібрати необхідний компонент для схеми свого проекту, на випадок, якщо створений ентузіастом елемент не відповідає сучасним вимогам на нього чіпляється «ярлик», який інформує, що цей елемент не підтверджений товариством розробників електрично принципових бібліотек і його використання не може бути доцільним у схемах.

Найпопулярніший додаток який має EasyEDA – це підручний(мануал), який роз'яснює основні можливості інструментарію, а також в наявності присутнє керівництво по симуляції, опис електронних ланцюгів в програмному середовищі з використанням ngspice. В структурі САПР EasyEDA присутній модуль ngspice, який являється симулятором електронних



схем загального призначення з відкритим вихідним кодом, що забезпечує моделювання в режимі змішаних сигналів (mixed-signal) та на змішаному рівні (mixed-level).

Таким чином, для розробки міжелементних з'єднань бездротового датчику обрано САПР EasyEDA

#### 4.2 Розробка міжелементних з'єднань друкованої плати бездротового датчику

На основі схеми електричної принципової бездротового датчику рис 3.8 було спроектовано друковану макетну плату.

Основний принцип розробки міжелементних з'єднань розробляємої друкованої плати бездротового датчику полягає в дотриманні норм трасування.

Вибір корпусів для компонентів друкованої плати був направлений на SMD компоненти задля збільшення надійності та зменшення складності розробки бездротового датчику, рис 4.1-4.3.

На друкованій платі присутні вимірювальні перетворювачі B1, B2, в вигляді дроселів, які вимірюють струм та напругу за допомогою електромагнітного поля. За ними йдуть у логічні мікросхеми DA1.1 та DA1.2 корпусах SOIC14, ці мікросхеми планарні для поверхового монтажу. слідом за ними по схемі зустрічається логічна мікросхема DA2 для неї був обраний корпус SOIC16, який передає сигнали до ще двох логічних мікросхем DA3.1 та DA3.2, виконані в корпусах SOIC8, вони ж направляють подальші імпульси до формувача імпульсів DD1, для якого був обраний корпус VQFN20, в свою чергу передає сформовані імпульси до МК DD3 з обраним корпусом LQFP176 24x24, мікросхеми DD2.1 та DD2.2 з корпусами SOIC8

Міжелементні з'єднання – мінімальна відстань між контактними

доріжками та елементами становить 2 міліметри, а максимальна 3 мм. Отвори для кріплення друкованої плати у корпусі бездротового датчику виконані разом внутрішнім контуром заземлення, в якості якого виступає сітка Фарадея

Розмірі плати складає 60x40x20 мм., такий масштаб викликаний величиною корпусів компонентів, які були вибрані для створення схеми бездротового датчику

Вигляд основного шару друкованої плати зображений на рис 4.1, де можна побачити всі компоненти, які були використані при створенні схеми в програмному середовищі EasyEDA.

Також було додано вигляд задньої частини друкованої плати рис. 4.2, де можна побачити міжелементні з'єднання та трасування декількох доріжок, які не були розміщені на основному шарі плати.

Тривимірна модель друкованої плати бездротового датчику зображена на рисунку 4.3.

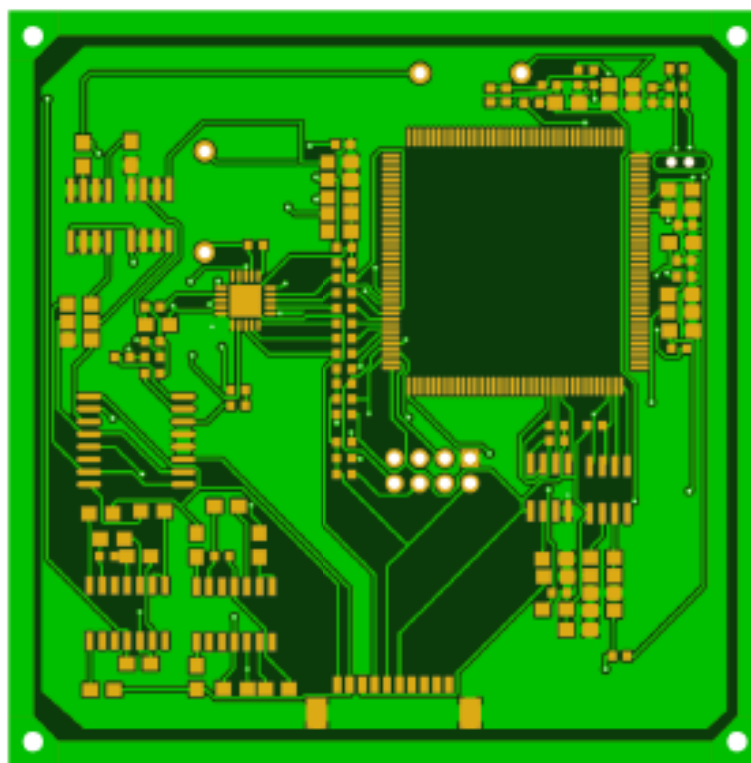


Рисунок 4.1 – Топологія друкованої плати блоку обробки сигналів

бездротового датчику (поверхня)

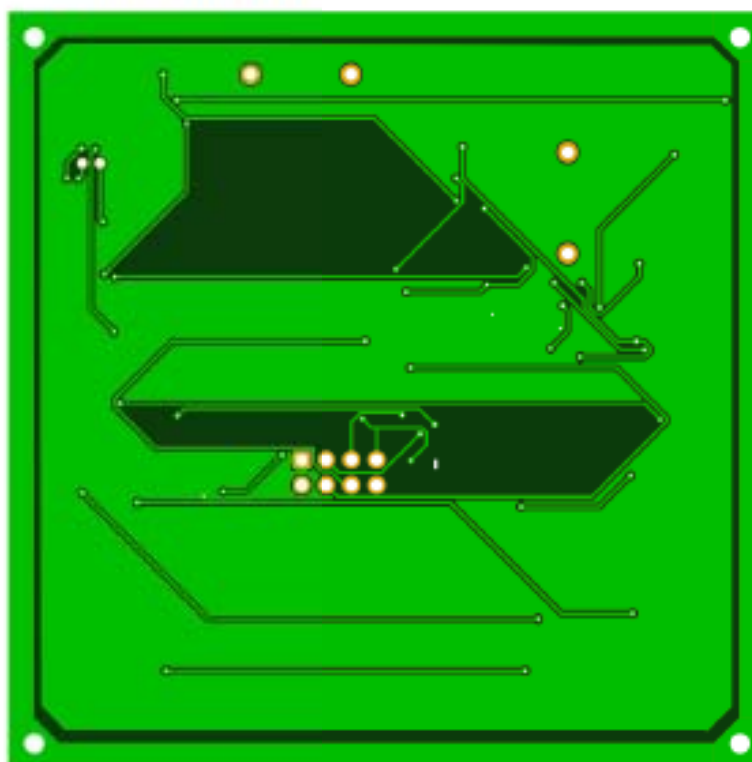


Рисунок 4.2 – Топологія друкованої плати блоку обробки сигналів бездротового датчику (нижня частина)

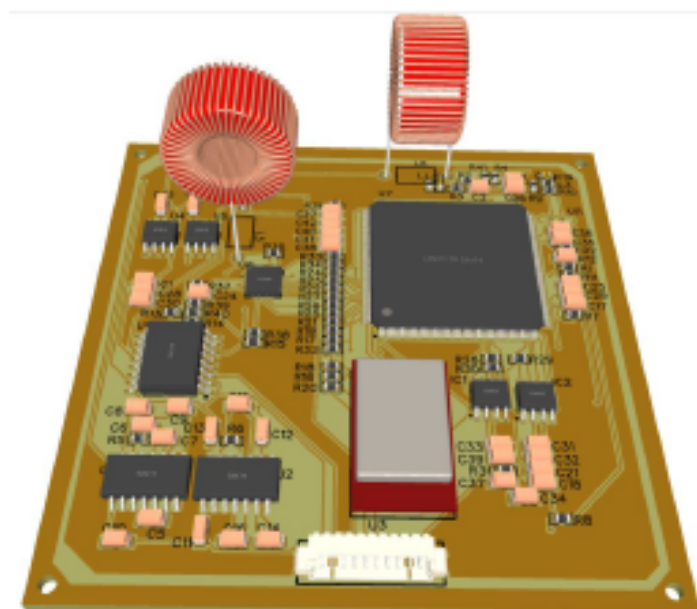


Рисунок 4.3 – Тривимірна модель друкованої плати блоку обробки сигналів бездротового датчику



На тривимірній моделі можна побачити усі компоненти, які використовувались для створення електричної принципової схеми бездротового датчику(рис.4.3).

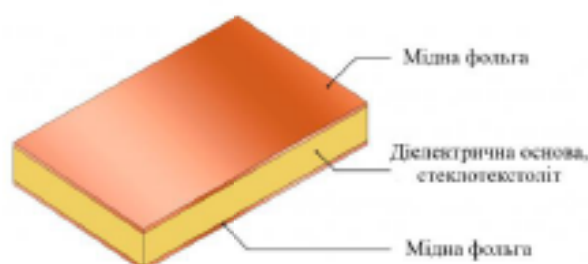
Резистори та конденсатори були розміщені як можна ближче до мікросхем, з якими вони з'єднані прямими контактами, що підвищить надійність пристрою.

Таким чином, розроблена друкована плата дозволяє реалізувати бездротовий датчик струму та напруги у конструктивно-технологічному вигляді, що відрізняється зменшеними габаритами, підвищеною надійністю і ремонтоздатністю.

#### 4.3 Технологія виготовлення друкованої плати бездротового датчику струму та напруги

Виготовлення друкованої плати на сьогодні доведено до автоматичного виробництва, на фабриках роботизировані комплекси здатні за лічені хвилини зібрати макетну плату, але сам процес виготовлення друкованої плати має довгий шлях.

Для друкованої плати бездротового датчику в якості вихідного матеріалу буде використовуватись діелектрична основа, що ламінується з двох сторін мідною фольгою. В якості діелектрику виступає лист, виготовлений на основі склотканини. На рис 4.4 показана діелектрична основа ламінована з двох сторін мідною фольгою.



#### Рисунок 4.4 – Діелектрична основа ламінована мідною фольгою

Наступний етап полягає в виготовленні отворів на платі за допомогою спеціалізованих верстатах із ЧПУ. Це перша операція, що впливає на точність (клас) друкованої плати. Точність свердління отворів залежить від обладнання та інструменту. Значення позиційних допусків осей отворів у діаметральному вираженні (за ГОСТ Р 53429-2009) у міліметрах. Рис 4.5– зображує отвори на платі для ніжок елементів.

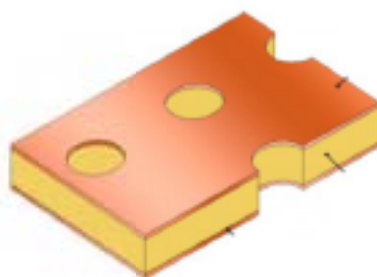


Рисунок 4.5 – Отвори для елементів на платі

На наступному етапі відбувається хімічне та попереднє гальванічне осадження міді. Цей етап необхідний для надання стінкам отворів провідності для подальшої гальванічної металізації. На рис 4.6 зображено результат хімічної обробки плати.

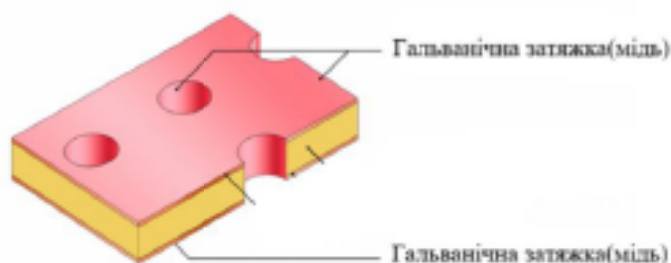


Рисунок 4.6 – Зображення гальванізації поверхні мідної пластини

Після хімічної обробки мідної пластини на плату наноситься фоторезист. За нанесенням фоторезисту слідує його експонування. Результат

нанесення фоторезисту продемонстровано на рис. 4.7.

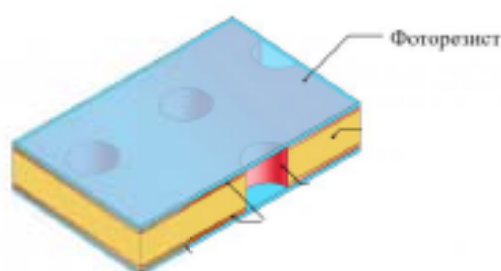


Рисунок 4.7 –Результат нанесення фоторезисту

На наступному етапі слідує пряме експонування фоторезиста. Де на ділянках друкованої плати, прозорі поверхні на фотошаблоні, засвічуються, фотополімеризуються та втрачають здатність до розчинення в установці прояву. Після експонування фотошаблони видаляються.

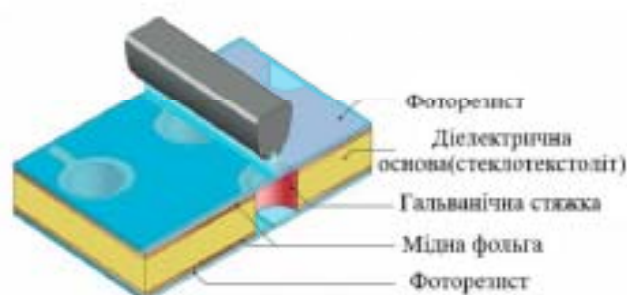


Рисунок 4.8 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Пряме експонування фоторезиста відбувається на установках прямого лазерного експонування без використання фотошаблонів. Джерелом випромінювання є УФ лазер. За прямим експонуванням фоторезиста слідує гальванічне (електрохімічне) осадження міді



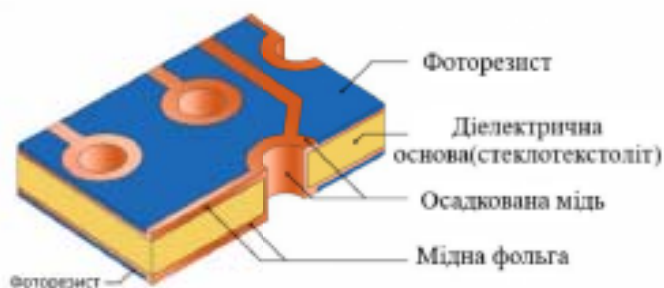


Рисунок 4.9 – Зображення фотошаблону друкованої плати

В процесі гальванічного осадження міді, основний матеріал осідає на поверхню стінок отворів і всі поверхню інших провідників. Виходячи з ГОСТ 23752-79 товщина металізації буде 20 мкм для ДПП та 25 мкм для МПП. У зв'язку з тим, що процес осадження міді йде паралельно в отворах і поверхні провідників, отримується товщина металізації в отворах 30 мкм. Наступним етапом є гальванічне осадження металорезисту

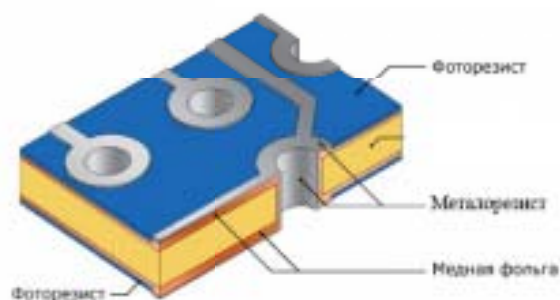


Рисунок 4.10 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Гальванічним осадженням металорезисту міді створюється необхідний шар металу в отворах друкованої плати. В якості металорезисту виступають різні метали і з'єднання, що мають меншу швидкість травлення в порівнянні з міддю. Осідає металорезист на відкриті від фоторезиста ділянки — на провідники та в отвори, зображено на рис.4.8 За гальванічним осадженням слідує видалення фоторезисту.

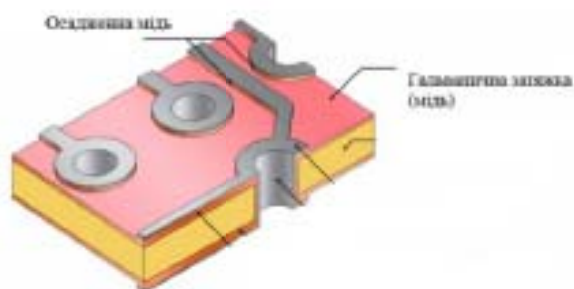


Рисунок 4.11 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Після гальванічного осадження міді та захисного шару олова заготовки передаються на травлення. Перед травленням із заготовок знімається шар фоторезиста, оголюючи базовий шар міді, який потрібно видалити. Топологія друкованої плати та металізовані отвори залишаються під захистом гальванічно обложеного шару олова.

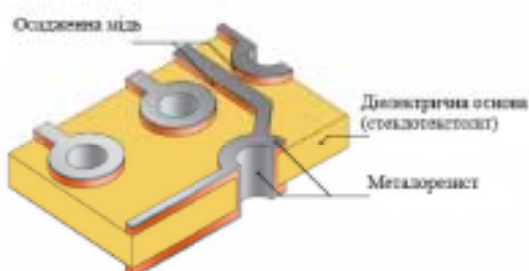


Рисунок 4.12 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Після закінчення гальванічного осадження виконується травлення міді, цей процес здійснюється у горизонтальній конвеєрній машині. Мідь, що не захищена оловом, стравлюється. – формування топологія зовнішніх шарів.

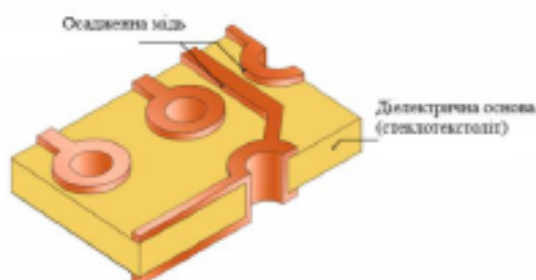


Рисунок 4.13 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Далі слідує процес видалення металорезисту спрямований на очищення з поверхні мідної фольги у спеціальному розчині.

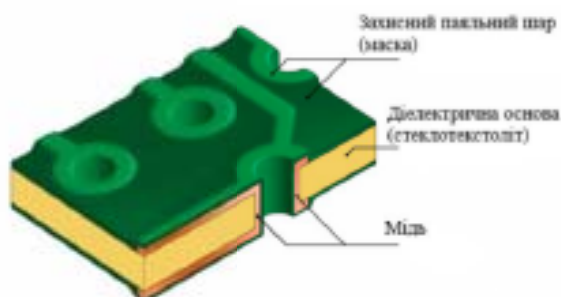


Рисунок 4.14 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Наступним етапом є нанесення захисної паяльної маски, яка виступає в якості захисту поверхні плати та мідних ділянок, що не підлягають нанесенню фінішного покриття, на плату наноситься паяльна захисна маска. Перед нанесенням маски поверхня міді очищається.

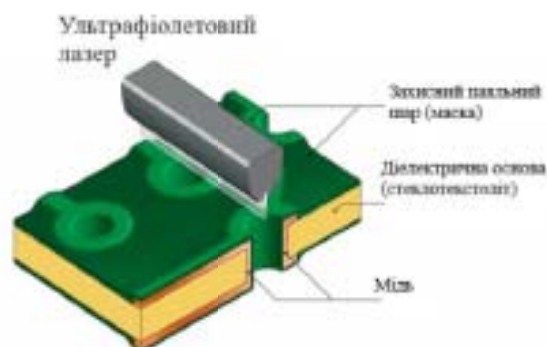


Рисунок 4.15 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Після завершення нанесення захисної маски відбувається процес прямого експонування захисної паяльної маски. За допомогою пристрою прямого експонування маска засвічується ультрафіолетовим лазером.



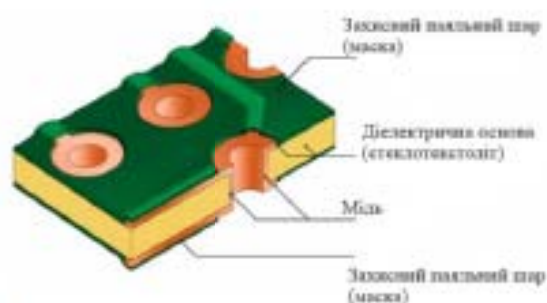


Рисунок 4.16 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Після завершення процесу прямого експонування захисної паяльної маски незасвітлені ділянки маски змиваються у лінії прояви. Після контролю заготовки поміщаються в грубку для остаточної полімеризації.

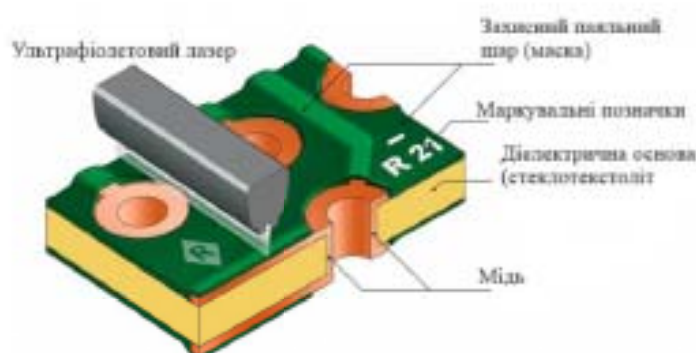


Рисунок 4.17 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Для ідентифікації монтованих компонентів на бездротовому датчику виконується маркування, що наноситься після маски.

За аналогією зі звичайним струменевим принтером зображення формується крапельками чорнила отверждаемого ультрафіолетом.

Заготовка друкованої плати датчику з надрукованим маркуванням компонентів далі передаються на контроль якості. Нанесення фінішного покриття – HASL

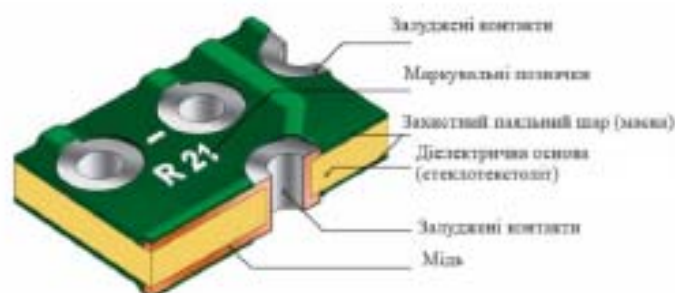


Рисунок 4.18 – Зображення фотошаблону друкованої плати

Після завершення процесу маркування на відкриті від маски ділянки міді різними методами наноситься фінішне покриття для забезпечення якісної пайки компонентів датчику. Для цього застосовується технологія HASL (Hot Air Solder Leveling) – нанесення припою шляхом занурення заготовки в розплавлене олово з подальшим вирівнювання гарячим повітрям.

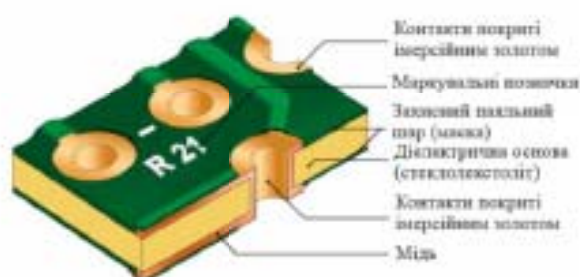


Рисунок 4.19 – Зображення фотошаблону друкованої плати

На наступному етапі на відкриті від маски ділянки міді різними методами наноситься фінішне покриття для забезпечення якісного паяння.

Нанесення імерсійного золота по підшару нікелю (процес ENIG) здійснюється у багатостадійному хімічному процесі. IPC-4552 регламентує товщину підшару нікелю 5 мкм, мінімальну товщину золоту 0,05 мкм .

В результаті проведеної роботи з виготовлення друкованої плати отримуємо готову поверхню для встановлення компонентів схеми бездротового датчику, які паяються на плату. Далі друкована плата проходить обробку, яка очищує зайві компоненти пайки (флюс) та готова до

**ВСТАНОВЛЕННЯ.**



## 5. ОРГАНІЗАЦІЙНА ЧАСТИНА

### 5.1 Економічний розрахунок собівартості виробу

Одним з основних показників, за допомогою якого оцінюється економічна ефективність нової техніки, є величина капітальних вкладень.

До таких капітальних вкладень відносяться витрати на науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи, включаючи випробування і доопрацювання дослідних зразків.

Для визначення вартості конструкторської підготовки виробництва складається кошторис витрат з моменту отримання завдання до виготовлення і заводських випробувань дослідного зразка включно і коректування документації за наслідками цих подій.

Зарплата розробників по етапам розраховується, виходячи з кількості технічної документації (схем, креслень, текстової документації), що розробляється, з використанням нормативів базового підприємства на розробку різних видів документації. Зарплата виконавців по кожному етапу є сумою добуток тривалості етапів в днях на денну ставку виконавця (по всім виконавцям).

Тривалість етапу визначається як добуток кількості листів розробленої документації на відповідну норму часу в нормо-годинах на розробку, поділене на число прийнятих розробників і середню тривалість робочого дня (8,0 годин)

Денна ставка виконавця визначається відношенням місячного окладу до середнього числа робочих днів в місяці (22 дні).

В таблиці 5.1 приведений розрахунок заробітної плати розробників

технічної розробки бездротового датчику струму та напруги.

Таблиця 5.1. Розрахунок зарплати розробників технічної документації

№	Найменування етапу розробки	Одиниця	К-ть креслень	Норматив часу на одиницю	Трудомісткість етапу люд-годин	Число виконавців	Тривалість етапу, днів	Денна ставка виконавців	Зарплата за етап, грн.
1	Схема електрична принципова	Схема ф.А1	1	18,45	18,45	1	2,3	134,50	309,35
2	Схема електрична структурна	ф.А1	1	16,50	16,50	1	2,1	118,7	249,27
3	Специфікація	ф.А4	1	0,40	0,40	1	0,05	87,3	4,37
4	Розрахунки	ф.А4	12	7,30	87,6	1	10,95	103,0	751,9
5	Записка пояснення	ф.А4	60	1,60	96,00	1	12	118,8	1127,9
6	Програмне забезпечення	ф.А4	3	9,50	28,50	1	3,56	126,6	450,7
	Разом:								2893,5

Зарплата на виготовлення і випробування дослідного зразка по всім

етапам визначається таким чином: дослідний зразок виготовляється і випробовується в лабораторії; тривалість цих робіт узяті з досвіду базового підприємства, а потім розраховані аналогічно розрахунку заробітної плати на розробку технічної документації див. табл. 5.1.

При визначенні зарплати на виготовлення дослідного зразка трудомісткість по видам робіт збільшена на 100% проти трудомісткості серійного виробу і підвищені розряди роботи на один з урахуванням ручних робіт в дослідному виробництві.

Таблиця 5.2. Зарплата на виготовлення дослідного зразка

№	Вид робіт	Середній розряд робіт	Трудомісткість	Тарифна ставка, грн/год	Зарплата, грн
1	Монтажні	6	36	24,2	3872
2	Регулювальні	6	11	15,67	172,37
Разом:					949,97

Зарплата виконавців на коректування документації визначається з трудомісткості розробки відповідних документів: коректування складає 15% ційтрудомісткості. Накладні витрати беруться у розмірі 40...120% сумарної зарплати розробників з урахуванням виготовлення і випробування дослідного зразка і коректування документації за наслідками випробувань.

## 5.2 Розрахунок витрат на куповані комплектуючі вироби



Матеріальні витрати на зразок складаються з вартості матеріалів і комплектуючих виробів (табл. 5.3) на проєктовану апаратуру. При цьому, виходячи з обліку втрат, вартість комплектуючих збільшена на 30%.

Таблиця 5.3. Витрати на куповані комплектуючі вироби

№	Найменування	Кількість	Ціна одиниці	Сума, грн
1	STM32F746IGT6 – <u>STMicroelectronics</u>	1	728,50	728,50
2	NRF24L01 – Nordic Semiconductor	1	94	94
3	XTR300 – Texas Instruments	1	198.03	198.03
4	INA163UA – Texas Instruments	2	180,89	361,79
5	MAX532 – Maxim Integrated Products	1	242	242
6	MAX7400 – Maxim Integrated Products	2	53,93	107,86
7	HIH6130-021 – Honeywell Sensing and Control	2	196,34	392,61
8	Роз'єм РпИм 2-250 URM10-4-D25-D23-7	1	20	20
9	TR 10uF 25V 6.3*11 105C	1	1,44	1,44

10	TE 220uF 25V 10*13 105C 4000Hr [Low ESR]	1	2,57	2,57
11	TR 1uF 25V 5*11 105C	1	0,54	0,54

12	0805 22nF 50V X7R (CL21B223KBCNNNC)	1	0,48	0,48
13	TE 680uF 25V 10*15 105C 4000Hr [Low ESR]	2	2,97	5,84
14	510R 0.5W CFR 5%	1	0,27	0,27
15	4.7K 1W CFR 5%	1	0,59	0,59
16	20J62RE	1	14,93	14,93
17	90J620	1	48,6	48,6
18	FCSL110R050FER	3	10	30
19	43K 1W CFR 5%	4	0,59	1,56
20	SQP 220R 5W	5	2,7	8,5
21	56K 2W CF	1	0,54	0,54
22	3K 2W CFR 5%	3	0,81	2,43
23	270R 1W CF	10	0,43	4,3
24	1K 3296W T	2	3,38	6,76
25	TACT-65K-F 6x6x5 mm	9	0,5	4,5
26	080522nF 50VX7R (CL21B223KBCNNNC)	1	0,48	0,48
27	TR 10uF 25V 6.3*11 105C	1	1,44	1,44



28	TE 220uF 25V 10*13 105C 4000Hr [Low ESR]	1	2,57	2,57
29	TR 1uF 25V 5*11 105C	1	0,54	0,54
30	Роз'єм РпИм 2-250 URM10-4-D25-D23-7	6	20	120
31	CT4 1uF 50V X7R ±10%	2	0,76	1,52
	TE 680uF 25V 10*15 105C 4000Hr [Low ESR]	1	2,97	2,97
	FCSL110R050FER	3	10	30
	43K 1W CFR 5%	1	0,59	0,59
	SQP 220R 5W	1	2,7	2,7
	56K 2W CF	1	0,54	0,54
	Кварцовий фільтр SSBQER	1	16	16
				2407,79

### 5.3 Калькуляція собівартості дослідного зразка

Собівартість дослідного зразка визначається за формою табл. 5.4.

Таблиця 5.4. Калькуляція собівартості дослідного зразка

№	Стаття витрат	Витрати на проєктований виріб, грн.
1	Матеріали та куповані комплектуючі вироби	2407,79
2	Транспортні витрати (5% п.1)	16,60
3	Заробітна платня виробничих робочих	949,97
4	Додаткова заробітна плата (10%п.3)	94,99
5	Нарахування на зарплату (37%(п.4+п.5))	387,75
6	Накладні витрати (120% п.4)	113,99
Всього собівартість:		3970,3

Розрахунок кошторису витрат на конструкторську підготовку виробництва приведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5. Кошторис витрат на конструкторську підготовку виробництва

№	Стаття витрат	Сума, грн.
1	Зарплата розробників по всім етапам розробки	949,97

2	Зарплата на коректування технічної документації за наслідками випробувань дослідного зразка (15% п.1)	142,51
3	Разом:	1092,47
4	Нарахування на зарплату (37% п.3)	404,21
5	Накладні витрати (120% п.3)	1310,95
6	Собівартість дослідного зразка	291,93
7	Інші витрати	113,99
Всього вартість розробки:		4306,03

Розрахунок заробітної плати робочих в разі серійного виготовлення виробу приведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6. Зарплата робочих за виготовлення серійного виробу

№	Вид робіт	Середній розряд робіт	Трудомісткість нормо - год	Тарифна ставка, грн/год	Зарплата, грн
1	Монтажні	5	24	22,69	363,1
2	Регулювальні	5	8	14,50	116,0
3	Разом:				494,72

Розрахунок планованої собівартості одиниці продукції проводиться на основі калькуляційних статей, враховуючи що комплектуючі та матеріали знижені на 30% по відношенню до таблиць 5.3, зведених в таблицю 5.7:



Таблиця 5.7. Калькуляція собівартості і ціни одиниці виробу

№	Стаття витрат	Витрати на виріб, грн
1	Куповані комплектуючі вироби	2407,79
2	Транспортні витрати (5% п.1+п.2)	14,55
3	Основна заробітна плата виробничих робочих (табл. 5.7)	494,72
4	Додаткова заробітна плата (10% п.3)	49,47
5	Нарахування на зарплату (37%(п.3+п.4))	201,35
6	Загальновиробничі витрати (1000% п.4)	494,7
7	Разом собівартість	1546,72
8	Прибуток (30% п.7)	464,01
Ціна виробника:		4126,59

Розрахунок терміну окупності розробки

Річний економічний ефект від впровадження нових виробів розраховується по формулі

$$\mathcal{Z} = (\Pi - E_H \cdot K_Y) \cdot A_R,$$

де  $\Pi$  - прибуток на одиницю продукції (з табл. 5.7  $\Pi = 464,01$ );  $E_H$  - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ( $E_H = 0,15$ );  $K_Y$  - питомі капіталовкладення на одиницю річного об'єму продукції;  $A_R$  - річний об'єм випуску продукції при серійному виробництві.

Визначаємо питомі капіталовкладення на одиницю річного об'єму продукції:

$$K_v = \frac{K}{A_r},$$

де  $K$  - капіталовкладення в розробку виробу (з табл. 5.5  $K=4306.03$ ).

Враховуючи, що річний об'єм випуску продукції при серійному виробництві складає 60 од./рік:

$$K_v = \frac{4306.03}{60} = 71.77$$

Тоді передбачуваний річний економічний ефект:

$$\mathcal{E}_r = (464.01 - 0,15 \cdot 71.77) \cdot 60 = 27014.67$$

Ефективність розробки визначається згідно:

$$E = \frac{\mathcal{E}_r}{K}$$

$$E = \frac{27014.67}{4306.03} = 6.27$$

Термін окупності продукції рівний зворотній величині ефективності:

$$T = \frac{1}{E},$$

$$T = \frac{1}{6.27} = 0,159 \text{ року}$$

В таблиці 5.8 приводяться загальні економічні показники розробленої системи передачі інформації по оптичним каналам

Таблиця 5.8. Економічні показники

№	Показники	Один. виміру	По проектованому виробу
1	Витрати на КПП	грн.	3948,48
2	Собівартість розробки	грн.	6243,78
3	Ціна підприємства	грн.	4306,03
4	Річний обсяг випуску	од.	60
5	Річний економічний ефект	грн.	219293,4
6	Ефективність розробки	%	65,12
7	Термін окупності додаткових капітальних вкладень	років	0,285

Таким чином, економічний розрахунок собівартості блоку обробки сигналів бездротового датчику разом із зарплати розробників технічної документації та інших витрат на розробку та створення цієї схеми показує, що доцільність виробу спирається на ряд факторів, таких як: термін окупності, який складає приблизно один квартал, ефективність розробки 65,12% та інші.



## 6. ОХОРОНА ПРАЦІ НА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

6.1 Аналіз небезпечних факторів при експлуатації бездротових датчиків у складі терміналів контролю параметрів електрообладнання

Небезпечні фактори при вимірюванні бездротовими датчиками виникають тільки при умові, коли електрик, який проводить операції по встановленню бездротового датчику на струмопровідні частини електрообладнання порушує правила з техніки безпеки та охорони праці при роботі поряд та в електроустановках. Тоді виникає можливість бути ураженим електричним струмом. При дотриманні правил з техніки безпеки, безпеки роботи в електроустановках, то шанс ураження зведений до нуля.

### 6.1.1 Захист від блискавки

Струми, викликані блискавкою на кабелях, повинні мати швидкий і легкий шлях до заземлення через захисні пристрої, такі як розрядники блискавки, варистори та газотрубні розрядники. Якщо шлях до заземлення не передбачено належним чином, стрибки напруги і результуючий струм і енергія пошкодять компоненти. Електронні компоненти особливо чутливі до пошкоджень, оскільки вони працюють при дуже низькій напрузі та високих швидкостях і не призначені для фізичного поглинання будь-якої значної енергії.

Вплив блискавки на зовнішнє електричне та електронне обладнання може бути дорогим. Пошкодження від блискавки можуть спричинити: прямі штрихи; скачки напруги; індукційні перехідні скачки напруги; ємнісні напруги.

Оскільки захист зовнішнього обладнання від прямих ударів непрактично, захисні системи застосовуються для запобігання або обробки стрибків і перехідних процесів. Захисні системи складаються із застосування належного заземлення, гасіння та маневрових пристроїв.

Оскільки погода дещо непередбачувана, проект захисту базується на таких ймовірностях: ймовірність шторму; ймовірність страйку; ймовірна потенційна енергія та РЧ енергія; ймовірний час наростання хвилі напруги (розмикання) або хвилі струму (коротке замикання); ймовірна тривалість або повторення удару.

Перенапруги в будь-якому обладнанні, включаючи кабелі, стовпи тощо, можуть бути викликані ударами блискавки на відстані до 6 км. Перенапруги на повітряних лініях високої напруги заземлюються через грозорядники в місцях розташування трансформаторів. На малюнку 6.5 показано розподіл напруги та струму через землю біля нижньої частини опори. Для розрахункового значення питомого опору  $\rho = 100$  Ом, напруга 15 000 вольт буде перенесена через землю на відстань 5,3 м. Тому необхідно тримати службове заземлення на мінімальній відстані від заземлення Hydro, як показано на малюнку N-3. Оскільки проектувальник рідко знає, де розташована лінія заземлення Hydro, умовне значення 5,5 м до центру стовпа використовується як практика проектування. Зауважте, що на службі «SN» з'явиться велика напруга через напругу  $Ldi/dt$  на кабелі заземлення

### 6.1.2 Інші джерела можливого пошкодження

Системи світлофора містять багато інших джерел перехідних напруг і струмів у шафі контролера. Ці джерела не вважаються такими серйозними, як стрибок енергії через нейтраль обслуговування, і всі вони мають захисні пристрої, встановлені в шафі. Деякі джерела:



- Петлі детектора — електронні блоки сповіщувачів із індуктивною петлею захищені зсередини власним грозозарядником, а також мають зовнішні MOV у вхідному файлі. Рівень відмов через пошкодження блискавкою дуже низький, оскільки напруга, що справляється на петлі, спричинена ємнісними ефектами.

- Кабель детектора — можливість індукованих струмів, викликаних перехідними напругами в землі, зведена до мінімуму, якщо екранувати кабель детектора і залишити обидва кінці екрана відрізнаними.

- Сигнальний кабель—сигнальний кабель екранований металевими опорами (над землею), але піддається індукованим струмам, викликаним перехідними напругами в землі. Перемикачі навантаження та клеми змінного струму в шафі захищені MOV, а рівень відмов низький.

- Прямі удари по шафі — хоча нічого не можна зробити, щоб гарантувати повну відсутність пошкоджень, шафа контролера може вважатися захищеним конусом-парасолькою 30о від повітряної лінії і дещо захищеним конусом 45о. Не бажано, однак, встановлювати шафу безпосередньо під лініями через можливі електромагнітні перешкоди. Розташування шафи має бути: мінімум 11 м від опори живлення, мінімум 3 м (по горизонталі) від повітряних ліній

В межах конуса захисту від 30° до 45° (у межах 15 м для ліній нормальної висоти) повітряних ліній.

Якщо контролер розташовується через дорогу від гідроліній, то заземлюючий дріт № 6 AWG (зелений) і живі дроти повинні бути прокладені в жорсткій сталевій трубі до найближчої електричної камери. Потім ці провідники слід прокласти до наступної камери через дорогу через перехід під тротуаром, а від цієї камери до контролера в будь-якому затвердженому електричному каналі, не обов'язково металевому.

Прямі удари в стовпи або обладнання — ця умова може призвести до серйозних пошкоджень. Спосіб пом'якшення можливих наслідків



пошкодження полягає в установці дроту заземлення системи № 6 AWG RWU 90 (зелений), що з'єднує всі стовпи та обладнання перетину, та встановлення заземлювального стержня на кожному кутку. Підключення заземлення системи навколо перехрестя повинно здійснюватися тільки в одній точці (службова шина заземлення)

Слідування інструкціям описаним нижче допоможе уникнути небезпеки ураження електричним струмом, виникнення пожежі та отриманню травм.

Взагалі, перш ніж починати роботу з встановлення чи ремонту бездротоового датчику необхідно розібратись з інструкцією такого обладнання, яка наявна в комплекті такого пристрою.

Роботу по встановленню датчиків на струмопровідні частини не дозволяється виконувати наодинці, таку роботу виконує бригада в розмірі від двох людей.

Бездротовий датчик забороняється встановлювати поблизу вибухонебезпечних джерел газів, пару чи у середі з високим відсотком вологості (більше 78%).

Допускається використання при приєднанні бездротового датчику первинними перетворювачами тільки до ізольованих струмопровідних частин, вимірювальних проводів та адаптерів живлячої мережі, які входять до складу комплекту такого пристрою.

Перед початком встановлення та роботи з бездротовим датчиком необхідно оглянути корпус. Звернути увагу на можливі деформації корпусу та уважно перевірити ізоляцію клем. Також необхідно переконатись, що клема заземлена в кабелі електроживлення підключена до захисного заземлення. Розрив такого захисного заземлення може привести до потрапляння струму на корпус бездротового датчику, на якому встановлена клітка Фарадея та перейти через контакт з людиною, через що, збільшується шанс ураження електричним струмом.

Використовувані датчики, вимірювальні перетворювачі та додаткове

устаткування повинні відноситись до тієї ж категорії вимірювальних засобів й мати ідентичні характеристики по струму та напрузі, що і сам пристрій.

В бездротовому датчику не дозволяється використання оголених ВНС роз'ємів та вилок штекерного типу.

Пристрій не експлуатується з відкритим корпусом чи відкритою кришкою, це створює можливість ураження електричним струмом.

Користувачеві бездротового датчику не дозволяється самостійно здійснювати заміну компонентів пристрою, це може призвести до неправильної роботи чи аварії на об'єкті.

Пристрій необхідно використовувати тільки по призначенню. Неналежна експлуатація може призвести перебої та порушення в роботі системи вцілому, стабільність якої забезпечується бездротовим датчиком.

## 6.2 Розрахунок пристрою заземлення об'єктів контролю терміналами

Заземлення необхідно для всіх металевих електричних корпусів. Якщо провідник під напругою торкається металу, великий «струм короткого замикання» тече на землю, таким чином спрацьовуючи вимикач. Якби метал не був заземлений, він мав би таку ж напругу, що й провідник, що торкається, і залишався б таким, поки не розрядиться до землі. При дотику розряд може відбуватися через тіло людини на землю залежно від стійкості рукавичок, чобіт і матеріалу, на якому людина стоїть.

Система низької напруги заземлена на всьому протязі, щоб гарантувати, що будь-яке замикання «лінія-земля» усунено вимикачами, перш ніж завдати будь-якого постійного пошкодження системи живлення, наприклад, оплавлення кабелів тощо. Заземлення системи зазвичай прив'язане до заземлення безпеки.



### 6.2.1— Розрахунок опору заземлення заземлюючого ножи

Стандарти передбачали максимальне заземлення 10 Ом (Ом) на землю. Ця вимога тепер замінена описом матеріалів фізичного заземлення або, у випадку підстанції, обмеженням підвищення напруги через несправність до 5000 В. Вимогу до 10 Ом було важко спроектувати і, можливо, навіть складніше отримати під час установки.

Опір заземлення залежить від кількох невиключних факторів: кількість і довжина заземлених стрижнів; кількість і довжина з'єднувальних проводів заземлення в мережі заземлення; якість електропроводки; питомий опір землі; вміст води в землі

Останні два фактори певною мірою залежать від погоди і тому виходять за рамки точного проектування.

### 6.2.2 Опір ґрунту

Питомий опір ґрунту на ділянці, що розглядається, є мірою опору проведенню електричного струму і вимірюється в Ом-метрах (Ом). Репрезентативні значення наведено в Таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Репрезентативні значення питомого опору ґрунту

Тип ґрунту	Питомий опір (Ом)
Глина, насичений мул	100
Піщана або мулиста глина	250
Пісок глинистий або насичений	500
Пісок	1500
Гравій	4500
Сухий пісок, камінь	>5000



Класифікація ґрунту та значення  $\rho$  в таблиці 6.1 навмисно залишені невизначеними, оскільки вплив навколишнього середовища може різко змінити питомий опір ґрунту.

Табл.6.2 показує типові зміни номінального питомого опору при різних температурах ґрунту.

Таблиця 6.2 Зміна питомого опору залежно від температури ґрунту.

Температура ґрунту (°C)	Питомий опір $\rho$ (% від номінального)
20	73
10	100
0+	139
0-(замерзає)	303
-5	798
-10	3333

Питомий опір сильно змінюється залежно від вмісту вологи, а також температури, значення на 350% вище для ґрунту в «сухому» стані, ніж у «мокрому».

Щоб спроектувати систему заземлення на замовлення, проектувальнику необхідно знати не тільки тип ґрунту та його питомий опір, але й умови майбутніх вимірювань. З цієї причини за основу проектування систем заземлення обрано питомий опір  $\rho = 100$  Ом. Слід також зазначити, що в Онтаріо блискавична активність незначна або взагалі відсутня протягом місяців, коли температура землі нижче точки замерзання.

Формула для розрахунку опору заземлення для окремого стрижня:

$$R_G = R_R = \frac{\rho}{2\pi L_R} [\ln(\frac{4L_R}{a_R}) - 1]$$

Де  $R_G$  – опір землі (Ом),  $\rho$  – питомий опір ґрунту в (Ом-м),  $L_R$  – довжина стрижня (м),  $a_R$  – радіус стержня (м),  $R_R$  – опір землі одного стрижня (Ом).

а) Розрахунок для стрижню діаметром 20х3мм,  $\rho = 100$  Ом,  $L_R = 3$  м,  $a_R = 0,01$  м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 3} [\ln(\frac{4 \times 3}{0.01}) - 1] = 32.2 \Omega.$$

Якщо ґрунт вологий і  $\rho$  зменшується до  $\rho = 50$  Ом

$$R_G = \frac{50}{2\pi \times 3} [\ln(\frac{4 \times 3}{0.01}) - 1] = 16.1 \Omega.$$

Якщо ґрунт сухий і  $\rho$  збільшується до  $\rho = 300$  Ом

$$R_G = \frac{300}{2\pi \times 3} [\ln(\frac{4 \times 3}{0.01}) - 1] = 96.6 \Omega.$$

Можна помітити, що номінальний опір землі 50 Ом, який зазвичай надається для окремого заземлення, може істотно відрізнятись в залежності від типу ґрунту або умов.

б) Розрахунок для стрижню діаметром 20 мм. х 6 м

Дано  $\rho = 100$  Ом,  $L_R = 6$  м,  $a_R = 0,01$  м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 6} [\ln(\frac{4 \times 6}{0.01}) - 1] = 18.0 \Omega$$

Для збільшення глибини стержня на 100% (у порівнянні з Варіантом 1) опір землі зменшується на 44%.

в) Розрахунок для стрижню діаметром 25 мм. х 3 м,  $\rho = 100$  Ом,  $L_R = 3$  м,  $a_R = 0,0125$  м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 3} [\ln(\frac{4 \times 3}{0.0125}) - 1] = 31.1 \Omega$$

Для збільшення діаметра стержня на 25% (порівняно з розрахунком (а)) опір землі зменшується на 3%.

Використання тієї ж формули, що й для одного заземленого стержня

$$R_G = R_R = \frac{\rho}{2\pi L_R} [\ln(\frac{4L_R}{a_R}) - 1]$$

маємо наступні розрахунки.

а) Розрахунок для сталеві основи (діаметр 220x2300мм),  $\rho = 100$  Ом, LR – 2,30 м,  $\alpha R = 0,110$  м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 2.30} [\ln(\frac{4 \times 2.30}{0.110}) - 1] = 23.7 \Omega$$

На 26% «краще», ніж один вудилище.

б) Розрахунок для сталеві основи (діаметр 85 мм x 1830 мм),  $\rho = 100$  Ом, LR – 1,830 м,  $\alpha R = 0,043$  м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 1.830} [\ln(\frac{4 \times 1.830}{0.043}) - 1] = 36.0 \Omega$$

На 12% «гірше», ніж одна заземлена штанга.

$$R_G = R_P = \frac{\rho}{2\pi L_P} [\ln(\frac{8W_P}{0.5W_P + T_P}) - 1]$$

Де  $R_P$  – опір пластини до землі (Ом)  $L_P$  – довжина (м)  $W_P$  – Ширина (м)  
 $T_P$  – Товщина (м)

в) Розрахунок для плити 610 x 610 x 6 мм,  $\rho = 100$  Ом, LP – 0,61 м, WP – 0,61 м, TP – 0,006 м

$$R_G = \frac{100}{2\pi \times 0.61} [\ln(\frac{8 \times 0.61}{0.305 + 0.006}) - 1] = 45.8 \Omega$$

### 6.2.3 Заземлення на основи дрових сіток

У випадку системи заземлення, що складається лише з дровіної сітки, форма дроту утворює площину заземлення (подібну до конструкції антени), яка, якщо її зарити досить глибоко, може становити найбільш ефективну частину системи заземлення.

Опір заземлення для мережевої системи апроксимується за допомогою:

$$R_G = R_W = \frac{\rho}{\pi L_W} [\ln(\frac{2L_W}{\sqrt{d_W Z_W}}) + \frac{1.4L_W}{\sqrt{A_W}} - 5.0]$$

$R_W$  – опір дровіної сітки (Ом),  $L_W$  – Загальна довжина проводів мережі в (м),  $d_W$  – діаметр дроту в (м),  $Z_W$  – глибина заглиблення сітки в (м),  $A_W$  –



Планова площа, покрита сіткою, у квадратних метрах.

а) Розрахунок сітки 3 х 3 м із стяжкою,  $\rho = 100 \text{ Ом}$ ,  $L_W = 5 \times 3 = 15 \text{ м}$ ,  $Z_W = 0,3 \text{ м}$ ,  $A_W = 3 \times 3 = 9 \text{ кв.м}$ ,  $d_W = 0,0105 \text{ м}$  (#2/0). На рис. 6.1 зображено вигляд квадратної дротової сітки 3х3 м зі стяжкою

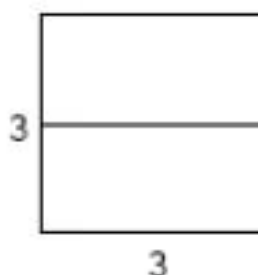


Рисунок 6.1 - Використання сітки 3 х 3 м із стяжкою

$$R_G = R_W = \frac{100}{\pi \times 15} \left[ \ln \left( \frac{2 \times 15}{\sqrt{0,0105 \times 0,3}} \right) + \frac{1,4 \times 15}{\sqrt{9}} - 5,6 \right] = 16,4 \Omega$$

б) Розрахунок трикутної сітки 3 х 3 м,  $\rho = 100 \text{ Ом}$ ,  $L_W = 3 + 3 + 3 = 9 \text{ м}$ ,  $Z_W = 0,3 \text{ м}$ ,  $A_W = 0,5 \times 3 \times 3 \sin(60^\circ) = 3,90 \text{ кв.м}$ ,  $d_W = 0,0105 \text{ м}$  (#2/0). На рис. 6.2 зображено вигляд трикутної дротової сітки 3х3 м зі стяжкою

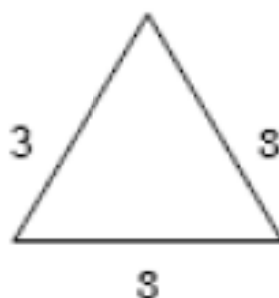


Рисунок 6.2 - Використання трикутної сітки 3 х 3 м

$$R_G = R_W = \frac{100}{\pi \times 9} \left[ \ln \left( \frac{2 \times 9}{\sqrt{0,0105 \times 0,3}} \right) + \frac{1,4 \times 9}{\sqrt{3,9}} - 5,6 \right] = 23,3 \Omega$$

#### 6.2.4 Заземлення зі складу кількох стрижнів

Сукупний ефект кількох стрижнів подібний до опору стрижня, що діє

паралельно, і визначається як

$$R_G = R_{MR} = \frac{\rho}{2\pi n L_R} \left[ \ln \left( \frac{4L_R}{a_R} \right) - 1 + \frac{2.8L_R(\sqrt{n}-1)^2}{\sqrt{A_R}} \right]$$

Де  $R_{MR}$  – комбінований опір кількох стрижнів до землі (Ом),  $L_R$  – довжина стрижня (м),  $n$  – кількість стрижнів,  $A_R$  – площа, яку покривають  $n$  стрижнів ( $\text{м}^2$ ). Для стрижнів 20 мм x 3 м,

$$R_{MR} = \frac{\rho}{\pi n} \left[ 1 + \frac{1.4(\sqrt{n}-1)^2}{\sqrt{A_R}} \right]$$

Варіант 9: Використання чотирьох прутів на квадраті 3 м,  $\rho$  – 100 Ом,  $a_R$  – 0,01 м,  $L_R$  – 3 м,  $n$  – 4,  $A_R$  – 3 x 3 – 9 кв.

$$R_G = R_{MR} = \frac{100}{\pi \times 4} \left[ 1 + \frac{1.4(\sqrt{4}-1)^2}{\sqrt{9}} \right] = 11.7 \Omega$$

## 6.2.5 Комбіновані стрижні та дротяні сітки

Може знадобитися включення як стрижневих, так і дротяних сіток для службових заземлень, підстанцій тощо. Опір заземлення комбінованої системи визначається як

$$R_G = \frac{R_W R_{MR} - R_{WR}^2}{R_W + R_{MR} - 2R_{WR}}$$

де  $R_G$  – загальний опір системи до землі (Ом),  $R_W$  – опір дротяної мережі в (Ом) (підрозділ 3.4),  $R_{MR}$  – опір кількох стрижнів в (Ом) (підрозділ 3.5),  $R_{WR}$  – коефіцієнт взаємного опору проводів до стрижнів

$$= R_{WR} = \frac{\rho}{\pi L_W} \left[ \ln \left( \frac{2L_W}{L_R} \right) + \frac{1.4L_W}{\sqrt{A_W}} - 4.6 \right]$$

Для стрижнів 20 мм x 3 м,

$$R_{WR} = \frac{\rho}{\pi L_W} \left[ \ln(0.67) + \frac{1.4L_W}{\sqrt{A_W}} - 4.6 \right]$$

### 6.2.6 Підсумок розрахунків

$R_G$  = загальний опір землі системи (Ом),  $R_R$  = опір землі окремого стержня заземлення (Ом),  $R_P$  = опір землі однієї пластини заземлення (Ом),  $R_W$  = опір землі одного дроту заземлення (Ом),  $R_{MR}$  = опір землі кількох стрижнів заземлення в (Ом),  $R_{WR}$  = Коефіцієнт взаємного опору проводів до стрижнів (Ом),  $R_C$  = опір землі окремого дроту (Ом),  $L_R$  = Довжина заземленого стержня (м),  $L_W$  = довжина дроту (м),  $L_P$  = Ширина плити (м),  $T_P$  = Товщина плити (м),  $A_W$  = Площа дротяної сітки в квадратних (м),  $A_R$  = Площа, охоплена кількома земляними стрижнями в квадратних (м),  $a_R$  = Радіус заземлення в (м),  $a_W$  = радіус дроту (м),  $d_W$  = діаметр дроту (м),  $Z_W$  = Глибина заглиблення дроту (м),  $n$  = кількість заземлених стрижнів,  $\rho$  = питомий опір ґрунту (Ом-м). Оскільки система заземлення використовує загальні компоненти

Діаметр 20 мм x 3,0 м довжиною наземної штанги № 2/0 і № 6 AWG заземлення, тоді загальні формули можна скоротити, щоб відобразити фізичні параметри загальних елементів таким чином:

### 6.3 Збірні креслення заземлення

Нормований опір відповідно до ПУЕ становить 4.00 Ом. Контур заземлення передбачається спорудити з зовнішньої сторони з розташуванням вертикальних електродів по контуру.

В якості вертикальних заземлювачів приймаємо електроди з розміром 18.00 мм і довжиною 3.00 м, які занурюються в ґрунт. Верхні кінці електродів маємо на глибині 0.50 м від поверхні землі.

Параметри двошарового ґрунту в місці спорудження, кліматичні коефіцієнти та інші вихідні дані для розрахунку зведені в табл. 6.3.



Таблиця 6.3. Вихідні дані

Позначення	Найменування	Д. ім.	значення	3
$R_i$	Нормований опір розтікання струму в землю	м	0.00	4
$\rho_1$	Питомий опір верхнього слою ґрунту	м*м	0.00	5
$\rho_2$	Питомий опір нижнього слою ґрунту	м*м	0.00	6
$d$	Діаметр стержня	м	8.00	1
$L$	Довжина вертикального заземлювача	м	0.00	3
$H$	Товщина верхнього слою ґрунту	м	0.00	1
$t_{\text{гиза}}$	Глибина закладення горизонтального заземлювача	м	0.50	0
$t$	Відстань від поверхні землі до середини заземлювача	м	0.00	2
$k_1$	Кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів	–	0.90	1
$k_2$	Кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів	–	0.75	5
$b$	Ширина сталевієї полоси	м	0.00	5
$l_a$	Довжина горизонтального заземлювача	м	0.00	7

Приймаються до установки 12 вертикальних заземлювачів, загальна довжина горизонтального заземлювача 70.00 м при середній відстані між вертикальними заземлювачами 5.83 м.

Монтажні параметри одиночного заземлювача в двошаровому ґрунті вказані на рис. 6.4, а конструкція заземлюючого пристрою на рис. 6.5.

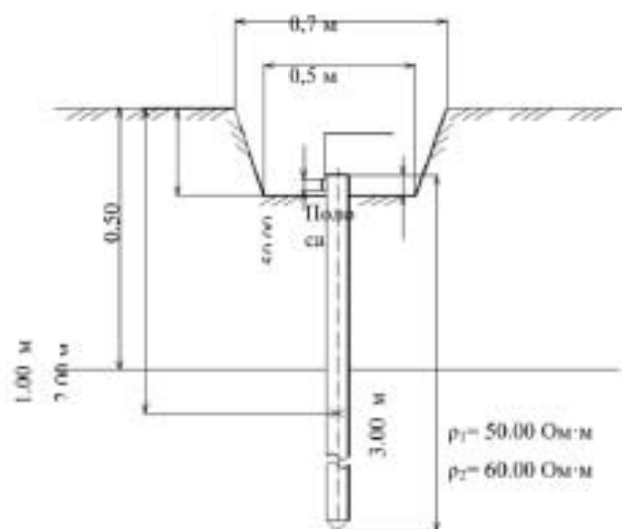


Рисунок 6.4 – Установка одиночного заземлювача в двошаровому ґрунті

На рис. 6.4 показано одиночний заземлюючий ніж, який встановлюється в двошаровому ґрунті на глибину до 3 метрів.

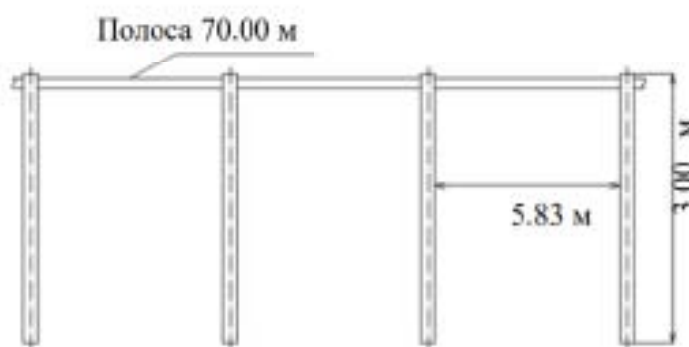


Рисунок 6.5 – Конструкція заземлювального пристрою

На рис. 6.5 показана конструкція заземлюючого пристрою, який складається з декількох заземлюючих ножів, які встановлюються у ґрунт на глибину до 3 метрів. В результаті аналізу небезпечних факторів при експлуатації бездротових датчиків у складі терміналів контролю параметрів електрообладнання було вирішено зробити розрахунок заземлюючого пристрою для об'єктів на які встановлюються такі датчики для підвищення рівня безпечної роботи такого електроустаткування.

## ВИСНОВКИ

1. Аналіз особливостей побудови сучасних терміналів захисту електрообладнання показав актуальність дослідження методів перетворених даних у таких системах.

2. Показана ефективність використання байєсівських мереж довіри щодо врахування невизначеності інформативних станів у системах контролю електрообладнання.

3. Встановлено, що час діагностики енергосистем за допомогою розробленої моделі на основі байєсівських мереж довіри знаходиться у діапазоні до 0.2 с.

4. Показана можливість реалізації розробленої моделі на основі бездротових датчиків струму та напруги.

5. Розроблено мікроконтролерний датчик струму та напруги для терміналів контролю електрообладнання, що відрізняється наявністю обчислювальних можливостей 'реалізації функцій вузлів байєсівських мереж довіри.

6. Проведені дослідження процесів обробки сигналів у датчику дозволили оптимізувати ступінь цифрових фільтрів.

7. Розроблено програмний код керування мікроконтролером датчику, що займає 82 КБайт, а глобальні змінні займають 24 КБайт оперативної пам'яті мікроконтролеру.

8. Розроблено друковану плату бездротового датчику з розмірами 60x40x20 мм.

9. Було проведено економічний розрахунок собівартості виробу, який показав доцільність вибору компонентів для розробки бездротового датчику.

10. Розроблено захисне заземлення для об'єктів встановлення бездротового датчику струму та напруги.

11. Результати роботи пройшли апробацію на двох науково-технічних конференціях.



## Перелік посилань

1. ВАТ «НППТ» Горелик Т.Г., Кириєнко О.В. НПП «Екран» Доні Н.А. Цифрова підстанція. Підходи до реалізації. Збірник доповідей XXI конференції.
  - 1.1. «Протоколи зв'язку в електроенергетиці. Передумови для створення стандарту МЭК 61850 ». Новини електротехніки №3 (75), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. .
  - 1.2 Термінали компанії «ABB» URL:<https://new.abb.com/news/ru/detail/78682/novoie-universalnoie-ustroistvo-rielielinoi-zashchity-i-avtomatiki-abb> (Дата звернення: 03.06.2021).
2. Термінали компанії «Siemens» – URL:[https://rza.org.ua/down/open/SIPROTEC--katalog-ustroystv\\_57.html](https://rza.org.ua/down/open/SIPROTEC--katalog-ustroystv_57.html) (Дата звернення: 03.06.2021).
3. Термінали компанії «Hartron Inkor» – URL:<https://hartron-inkor.com/kategoriya-produkcii/releynaya-zashchita-i-protivoavariynaya-avtomatika> (Дата звернення: 03.06.2021).
5. Термінали компанії «General Electric» –URL:<https://profi.ru/catalogs/mp740.pdf> (Дата звернення: 03.06.2021)
6. Термінали компанії «Schneider Electric» – URL:<https://www.electroprofi.ru/katalog/mikroprotsessomaya-releynaya-zashchita-schneider-electric/ustroystva-releynoy-zashchity-i-upravleniya-easergy-p5/> (Дата звернення: 03.06.2021)
7. Термінали компанії «РЕЛСІС» – URL: <https://relsis.ua/ua/products/relay-protection-automation> (Дата звернення: 03.06.2021)
8. Термінали компанії «Імпульс»–URL: <http://www.imp.lg.ua/index.php/ru/imp1> (Дата звернення: 03.06.2021)
10. ДСТУ ISO / ІЕС 8802-3:2013 Стандарт МЭК 61850-1: Введення і огляд Частина 1 (ISO / ІЕС 8802-3:2003, ІДТ) [Чинний вид від 02.05.2013] Вид.

офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2013. 78 с. (Інформація та документація).

11. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2003 Стандарт МЕК 61850-2: Словник термінів: Частина 2 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 15.08.2003] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 46 с. (Інформація та документація).

12. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2013 Стандарт МЕК 61850-3: Загальні вимоги: Частина 3 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

13. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2011 Стандарт МЕК 61850-4: Управління системою і проектом: Частина 4 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 563 с. (Інформація та документація).

14. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2013 Стандарт МЕК 61850-5: Вимоги до зв'язку для функцій і моделей пристроїв Частина 5 (ISO / IEC 8802-3:2013, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

15. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2009 Стандарт МЕК 61850-6: Мова опису конфігурації для зв'язку між інтелектуальними електронними пристроями на електричних підстанціях: Частина 6 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

16. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2011 Стандарт МЕК 61850-7-1: Базова структура зв'язку для підстанцій та лінійного обладнання. Принципи і моделі: Частина 7-1 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

17. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2010 Стандарт МЕК 61850-7-2: Базова структура зв'язку для підстанцій та лінійного обладнання. Абстрактний інтерфейс



послуг зв'язку (ASCT): Частина 7-2 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

18. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2010 Стандарт МЕК 61850-7-3: Базова структура зв'язку для підстанцій та лінійного обладнання. Класи загальних даних: Частина 7-3 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

19. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2010 Стандарт МЕК 61850-7-4: Базова структура зв'язку для підстанцій та лінійного обладнання. Сумісні класи логічних вузлів і класи даних: Частина 7-4 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

20. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2011 Стандарт МЕК 61850-8-1: Специфічне відображення сервісу зв'язку (SCSM). Схеми відображення на MMS (ISO / MEK 9506-1 та ISO / MEK 9506-2) і на IGO / MEK 8802-3: Частина 8-1 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

21. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2011 Стандарт МЕК 61850-9-1: Специфічне відображення сервісу зв'язку (SCSM). Вибіркові значення в межах послідовного односпрямованого многоточечного каналу зв'язку типу "точка-точка": Частина 9-1 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).

22. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2011 Стандарт МЕК 61850-9-2: Специфічне відображення сервісу зв'язку (SCSM). Вибіркові значення відповідно до ISO / MEK 8802-3: Частина 9-2 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детроїт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).



23. ДСТУ ISO / IEC 8802-3:2012 Стандарт МЕК 61850-10: Перевірка відповідності: Частина 10 (ISO / IEC 8802-3:2003, IDT) [Чинний вид від 01.09.2006] Вид. офіц. Детройт, міжнародний стандарт, 2003. 378 с. (Інформація та документація).
24. «Протоколи зв'язку в електроенергетиці. Передумови для створення стандарту МЕК 61850 ». Новини електротехніки №3 (75), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. ..
25. «Цифрові підстанції. Проблеми впровадження пристроїв РЗіА ». Новини електротехніки №2 (74), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. ..
26. Лопухів І. Концепція паралельного і кільцевого резервування : навч. посіб / за ред. Б.К. Максимов. Томск : РЗіА, 2015 178 с.
27. ВАТ «НППТ» Горелик Т.Г., Кириєнко О.В. НПП «Екран» Доні Н.А. Цифрова підстанція. Підходи до реалізації. Збірник доповідей XXI конференції.
28. «Стандарт МЕК 61850. Протокол MMS». Новини електротехніки №3 (75), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. ..
29. «Стандарт МЕК 61850. Протокол GOOSE». Новини електротехніки №3 (75), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. ..
30. «Стандарт МЕК 61850. Протокол передачі миттєвих значень струму і напруги». Новини електротехніки №3 (75), 2012. Аношин А.О., Головін А.В. Максимов Б.К. ..
31. Ethernet & МЕК 61850. Загальні поняття, реалізація, введення в експлуатацію. Інструкція з експлуатації.
32. Шевцов М.В. Передача дискретних сигналів між Урзана по цифрових каналах зв'язку. Релейщик. 2009. № 1.
33. Аношин А.О., Головін А.В., Максимов Б.К. Дослідження функціональної взаємодії між різними пристроями РЗА за умовами стандарту МЕК 61850 // Релейщик, 2009, № 4.
34. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції CIGRE, 2009,

Москва.

35. Бородин О. С., Копилов П. А., Иванов Ю. В., Лісові А. Е., Апросін К. І. Протинаварійна автоматика енергосистем, сучасні технічні рішення. Стандарт ІЕС 61850 і його вплив на функції релейного захисту та протинаварійної автоматики // Енергетик. 2009, № 9.

Формат	Зона	Лоз.	Позначення	Найменування	Лист	Примітка
				<b>Документація</b>		
A1			ЕС M2424-20.00.00.00.00.E2	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Функціональна схема енергосистеми		
A1			ЕС M2424-20.00.00.00.00.D1	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Модель діагностики енергосистеми		
A1			ЕС M2424-20.00.00.00.00.E2	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
A1				Датчик бездротовий		
				Схема електрична функціональна		
A4			ЕС M2424-20.00.00.00.00.E3	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
A1				Схема електрична принципова		
			ЕС M2424-20.00.00.00.00.ПЕ3	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
A1				Перелік елементів		
			ЕС M2424-20.00.00.00.00.D2	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Моделювання бездротового датчику		
			ЕС M2424-20.00.00.00.00.E1	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Алгоритм керування мікроконтролером		
				Блок-схема		
			ЕС M2424-20.00.00.00.00.D3	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Друкована плата		
			ЕС M2424-20.00.00.00.00.D4	Дослідження процесу обробки інформації в пристроях контрол параметрів електрообладнання		
				Заземлювальний пристрій		

ЕС M2424-20.00.00.00.00

Зм	Арк	№ док.м.	Підп.	Дата
Розроб		Кулькин		10.12.21
Перевір		Кісєв		
Нхонтр.		Турішев		10.12.21
Затверд		Кригівська		10.12.21

Система управління станції озонування

Лист	Арк.	Аркушів
		1
ІНІ-ЗНУ		
8.1710-дн		



Позначення	Найменування	к/л	Примітка
<i>Вимірювальні перетворювачі</i>			
B1	Індуктивність 2-250 URM10-4-025-023-7	1	
B2	Індуктивність 2-250 URM10-4-025-023-7	1	
<i>Контактні з'єднання</i>			
X1	Роз'єм РРІМ 2-250 URM10-4-025-023-7	1	
<i>Конденсатори</i>			
C1C17	CR-0805-6800 мкФ - 220В	2	
C2C18C19	CR-0805-1 нФ - 16В	3	
C3C20C21	CR-0805-0.1 нФ	3	
C4C22C23	CR-0805-0.1 нФ	2	
C5C24	CR-0805-22 мкФ - 10В	2	
C6C25C26	CR-0805-100 нФ	3	
C7C27C28	CR-0805-100 нФ	3	
C8C29C30	CR-0805-10 нФ	3	
C9C31C32	CR-0805-10 нФ	3	
C10C33C34	CR-0805-10 нФ	3	
C11C35C36	CR-0805-4.7 нФ	3	
C12C37	CR-0805-1/4 нФ	2	
C13C38	CR-0805-0.3 мкФ	2	
C14C39	CR-0805-0.22 мкФ	2	
C15C40	CR-0805-0.22 мкФ	2	
C16C41C42	CR-0805-30 нФ	2	
<i>Кварцеві резонатори</i>			
ZQ1	ТОВ-2-12МГц	1	

ЕС M2.424-20.00.00.00.00.ПЕ

Зм.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата
Розроб.		Кулькін		20.12.20
Перевір.		Кісельов		20.12.20
Т.контр.		Турчишев		20.12.21
Затверд.		Критська		20.12.21

Бездротовий датчик  
перелік елементів

Лист	Арк.	Архів
	1	2
ІНН ЗНУ		
8.1710		

Позначення	Найменування	к/л	Примітка <sup>14</sup>
	Мікросхеми		
DA12	INA163	1	
DA3	MAX532	1	
DA4,5	MAX7400	1	
DD1	XTR300	1	
DD2,3	MM5130-021	1	
DD4	STM32F7	1	
DD5	RF24L01	1	
	Резистори		
R1R11-R17	CR-1206-22 кОм ± 5%	8	
R2R18R19	CR-1206-47 Ом ± 5%	3	
R3R20R21	CR-1206-10 Ом ± 5%	3	
R4R21R22	CR-1206-2 кОм ± 5%	3	
R5R23R24	CR-1206-15 Ом ± 5%	3	
R6R25-R31	CR-1206-3 кОм ± 5%	8	
R7R32-R36	CR-1206-1 кОм ± 5%	7	
R8R27R38	CR-1206-2 кОм ± 5%	3	
R9R39	CR-1206-3 Ом ± 5%	2	
R10R40R41	CR-1206-330 Ом ± 5%	3	

Лист №  
 Листів у докум.  
 Взам. інв. №  
 Листів і дата  
 Інв. № годів

Зм.	Адж.	№ док.	Підп.	Дата
Розроб.	Кулькін			12.20
Перевір.	Кісельов			12.20
Т.контр.	Туршєв			12.21
Затверд.	Ковтська			12.21

ЕС М.424-20.00.00.00.00.ПЕ

Бездротовий датчик  
перелік елементів

Лист	Адж.	Аркушів
	2	2
ІНН ЗНУ		
81710		